

mit freundlichem Gruß

Dipl. Ing. Horst Feistel GmbH

<http://www.ing-feistel.de>



Bundesnetzagentur

Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit

–

**Bericht der Bundesnetzagentur an das
Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie**

11. April 2011

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	I
Tabellenverzeichnis	II
Zusammenfassung	III
1. Einführung	1
2. Netzseitige Untersuchungsaspekte	4
2.1 Innerdeutsche Lastflusssituation	5
2.2 Lastflusssituation an den Grenzkuppelstellen	6
2.3 Netzstabilität	7
2.4 Geplante Netzwartungen	11
2.5 Geplante Netzausbaumaßnahmen	11
3. Auswirkungen der Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke für die Dauer des Moratoriums	13
4. Auswirkungen bei dauerhafter Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke	29
5. Weitere Maßnahmen, um negativen Auswirkungen der Abschaltung entgegenzutreten	33
5.1 Kurzfristige Maßnahmen	33
5.2 Netzausbau	36
5.3 Sonstiges	37
5.4 Exkurs: Rechtlicher Rahmen zur Gewährleistung der Systemsicherheit	38
5.5 Weitergehender Untersuchungsbedarf	40
6. Erzeugungskapazitäten zur Lastdeckung	47
6.1 Haben wir genug Erzeugungskapazitäten in Deutschland?	47
6.2 Möglicher Beitrag von Importen zur Lastabdeckung in Deutschland	56
7. Auswirkungen auf die Strompreise	59

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen, 11. - 24.03.11.	13
Abbildung 2:	Gesamtdeutsche Im- und Exporte von Strom, 14.02. – 10.04.11.	17
Abbildung 3:	Deutsch - Französischer Stromaustausch, 14.02. – 10.04.11.	18
Abbildung 4:	Deutsch - Dänischer Stromaustausch, 14.02. – 10.04.11.	19
Abbildung 5:	Deutsch - Tschechischer Stromaustausch, 14.02. – 10.04.11.	19
Abbildung 6:	Deutsch - Polnischer Stromaustausch, 14.02. – 10.04.11.	20
Abbildung 7:	Französisch – Italienischer Stromaustausch, 14.02. – 10.04.11.	23
Abbildung 8:	Revisions- und moratoriumsbedingte planbare nichtverfügbare Kraftwerksleistung (Einheiten ≥ 450 MW)	42
Abbildung 9:	Methodik zur Ermittlung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit nach ENTSO-E.	49
Abbildung 10:	Differenzen zwischen „RC“ und „ARM“ für Deutschland in den drei ENTSO-E Szenarien (A, B, EU 2020) mit Laufzeitverlängerung Kernkraftwerke (Referenzzeitpunkt „Dritter Mittwoch im Januar um 19:00 Uhr“).	52
Abbildung 11:	Differenzen zwischen „RC“ und „ARM“ für Deutschland in den drei ENTSO-E Szenarien (A, B, EU 2020) mit Laufzeitverlängerung Kernkraftwerke (Referenzzeitpunkt „Dritter Mittwoch im Juli um 11:00 Uhr“).	53
Abbildung 12:	Strompreisbildung gemäß Merit-Order.	60
Abbildung 13:	Notierung Phelix Day Base an der EEX, 01.02. – 11.04.11.	61
Abbildung 14:	Notierung Phelix Base Future, Lieferjahr 2012 an der EEX, 01.02. – 08.04.11.	62

Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1:</i>	<i>Kraftwerksabschaltungen</i>	1
<i>Tabelle 2:</i>	<i>Stromhandelsbilanz aus deutscher Sicht im Überblick („-“ kennzeichnet Import nach DE)</i>	20
<i>Tabelle 3:</i>	<i>Stromerzeugung nach Primärenergieeinsatz, 2008</i>	22
<i>Tabelle 4:</i>	<i>Revisions- und moratoriumsbedingte planbare nichtverfügbare Kraftwerksleistung (Einheiten \geq 450 MW)</i>	41
<i>Tabelle 5:</i>	<i>Nicht gesicherte einsetzbare Leistung nach Energieträgern in 2011</i>	54
<i>Tabelle 6:</i>	<i>Erwartete kommerzielle Inbetriebnahmen und endgültige Stilllegungen von Kraftwerken an den Netzen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in den Jahren 2011 und 2012 (Stand 06.04.2011)</i>	55

Zusammenfassung

Konkrete, abschließende Aussagen zu verschiedenen Fragestellungen sind in vielen Punkten noch nicht möglich. Es handelt sich um eine erste, vorläufige Bewertung durch die Bundesnetzagentur auf Basis von Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber. Detaillierte Netzberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber stehen noch aus.

Die Analyse der Bundesnetzagentur der Maßnahmenkataloge und Einzelmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber hat bisher keine Hinweise auf akute Gefährdungen der Systemsicherheit durch das Moratorium ergeben. Die Übertragungsnetzbetreiber haben jedoch explizit darauf hingewiesen, dass ein deutlich erhöhter Koordinationsaufwand im operativen Betrieb besteht. Für die Dauer des Moratoriums und voraussichtlich auch für das restliche Sommerhalbjahr wird die Netzsituation vermutlich beherrschbar bleiben. Herbst und Winter dieses Jahres werden aber vermehrt mit angespannten Netzsituationen einhergehen. Die Bundesnetzagentur rät dringend davon ab, kurzfristig weitere Abschaltungen über die 7+1 Kernkraftwerke hinaus anzuordnen, die nicht ausreichend mit den Übertragungsnetzbetreibern abgesprochen und mit einem hinreichenden planerischen Vorlauf versehen sind. Vor weiteren Maßnahmen müssen die konkreten Ergebnisse der Netzberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber abgewartet werden. Zukünftige weitere Entscheidungen mit Auswirkungen auf das Übertragungsnetz oder den Kraftwerkspark an sich sollten auf jeden Fall eng mit der Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt werden.

Im Einzelnen ergibt sich zurzeit folgender Befund:

1. Eine nahezu zeitgleiche Abschaltung von Kraftwerken in einer Größenordnung von 5.000 MW ohne Vorankündigung oder Abstimmung ist bislang nach Kenntnis der Bundesnetzagentur noch nie aufgetreten; vor weiteren unkoordinierten Schritten in diese Richtung rät die Bundesnetzagentur ab.
2. Aufgrund der günstigen Witterungsbedingungen (moderate Last, wenig Wind, häufig viel Sonne) seit Beginn des Moratoriums sind bisher keinen erheblichen Beeinträchtigungen durch veränderte Lastflüsse erkennbar. Festzustellen sind bisher insbesondere verstärkte Ost-West-Lastflüsse im Übertragungsnetz.
3. Durch die Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke ist eine stärkere Belastung der Nord-Süd- und Ost-West-Trassen im Übertragungsnetz zu erwarten. Es ist davon auszugehen, dass insbesondere in Zeiten von Starkwind häufiger Sicherheitsein-

griffe nach § 13 Abs. 1 EnWG (u. a. Schaltmaßnahmen, Redispatch, Countertrading...) erforderlich werden. In Zeiten hoher Windstromeinspeisung ist bei drohenden Überlastungen im Übertragungsnetz auch mit einer Zunahme der Abschaltung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen nach § 11 EEG zu rechnen.

4. Die veränderte Netzbelastung durch die Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke hat bereits zu Verzögerungen bei geplanten Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten im Übertragungsnetz geführt, da viele Arbeiten nur bei wenig belasteten Netzen durchgeführt werden können. Mit weiteren Verzögerungen muss gerechnet werden. In gewissem Umfang sind Verschiebungen von Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten jedoch verkräftbar. Welche weiteren Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten betroffen sein können und ob daraus spürbare Einschränkungen bzw. Probleme erwachsen, ist Gegenstand der von den Übertragungsnetzbetreibern derzeit durchgeführten Detailanalysen.
5. Nach heutiger Einschätzung ist, bedingt durch die höhere Netzlast in Folge des Moratoriums, auch bei Netzausbaumaßnahmen mit Verzögerungen zu rechnen. Es entsteht die paradoxe Situation, dass durch das Moratorium ein Mehr an Transportkapazitäten erforderlich wird und gleichzeitig Netzumbau- oder Netzverstärkungsmaßnahmen aufgrund der erhöhten Netzbelastung nicht wie geplant durchgeführt werden können. Die Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke im Rahmen des Moratoriums verstärkt daher die Notwendigkeit, die zusätzlich geplanten neuen Netzausbautrassen im deutschen Übertragungsnetz (insbesondere die EnLAG-Projekte) zeitnah zu realisieren.
6. Durch das Moratorium sind insbesondere in Süddeutschland große Bereitsteller von sog. Blindleistung weggefallen. Blindleistung wird zu Spannungshaltung in den Übertragungsnetzen benötigt und muss gleichmäßig verteilt über das gesamte Übertragungsnetz bereitgestellt werden. Gerade bei hohen weiträumigen Nord-Süd-Lastflüssen steigt der Blindleistungsbedarf des Netzes stark an. Durch den Wegfall der Blindleistung bereitstellenden Kernkraftwerke in Süddeutschland muss der Blindleistungsbedarf des Netzes durch andere Blindleistungsquellen ersetzt werden.

Bisher waren die seit Beginn des Moratoriums aufgetretenen Netzsituationen hinsichtlich des Themas Spannungshaltung im Süden Deutschlands operativ beherrschbar. Gegebenenfalls müssen Kraftwerke gesondert angewiesen werden,

Blindleistung bereitzustellen, möglicherweise auch außerhalb der mit den Kraftwerken üblicherweise vereinbarten Bereiche. Auch ein beschleunigter Einsatz des von den Übertragungsnetzbetreibern geplanten Einsatzes von Kompensationsanlagen (Drosselspulen bzw. Kondensatorbänke) könnte helfen, den Blindleistungsbedarf des Netzes zu decken. Die Ergebnisse der von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführten Lastflusssimulationen sollen Aufschluss darüber geben, ob der Blindleistungsbedarf auch unter extremen Einspeise- bzw. Lastsituationen an jeder Stelle des Netzes stets gedeckt werden kann.

7. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber entsteht bei gleichgerichteten weiträumigen Transportkorridoren infolge lastferner Erzeugung ein erhöhtes Risiko kaskadierender und damit großflächiger überregionaler Auswirkungen bei außergewöhnlichen Fehlereignissen, falls bei Ausfall eines zentralen Leitungssystems der Lastfluss von anderen, ebenfalls bereits stark ausgelasteten Leitungen aufgenommen werden muss. Es ist erwartbar, dass derartige Fehler in Deutschland auch Auswirkungen auf die europäischen Nachbarregelzonen hätten. Die Weiträumigkeit derartiger Fehlerauswirkungen ist jedoch kein Spezifikum des Moratoriums. Allerdings wird das deutsche Transportnetz durch die fehlende Einspeisung der 7+1 Kernkraftwerke tendenziell anfälliger in Hinblick auf Mehrfachfehler.
8. Die Übertragungsnetzbetreiber tragen vor, jede weitere von den Übertragungsnetzbetreibern nicht beeinflussbare Maßnahme oder Handlung könne zu einer Gefährdung der Systemsicherheit des Übertragungsnetzes mit weitreichenden Auswirkungen für die Energieversorgung in Europa führen. Insbesondere die Außerbetriebnahme von weiteren Kraftwerken oder außerplanmäßige Freischaltungen von Netzelementen in den Haupttransporttrassen in Deutschland, aber auch im unmittelbar benachbarten Ausland, könne die Situation verschärfen. Vor Ergreifen weiterer derart eingreifender Maßnahmen sollten daher die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber konsultiert werden.
9. Der vor dem Moratorium existierende Zeitplan und Umfang für Kraftwerksrevisionen in 2011 muss aus Sicht der Bundesnetzagentur genau untersucht und eventuell umgestaltet werden. Detaillierte Analysen hierzu müssen von den Übertragungsnetzbetreibern erbracht werden. Die Angelegenheit wird dadurch erschwert, dass im Falle von Brennelementewechseln in Kernkraftwerken eine Revision i. d. R. nur geringfügig zu verschieben ist. Es ist daher zu prüfen, ob Brennelementewechsel z. B. durch Teillastbetrieb später durchgeführt werden können.

10. Es ist kurzfristig zu untersuchen, ob aus Gründen der Netzsicherheit die Mobilisierung von sog. „Kaltreserve“ erforderlich ist. Mit dem Begriff „Kraftwerke in Kaltreserve“ sind Kraftwerke gemeint, die sich in einem Konservierungszustand befinden und nur durch umfangreiche Vorbereitungen und ausreichend Vorlauf (mehrere Monate) wieder in Betrieb zu nehmen sind. Die Übertragungsnetzbetreiber verschaffen sich derzeit durch Nachfrage bei den Kraftwerksbetreibern einen umfassenden Überblick über Kraftwerke, die sich in Kaltreserve befinden. Die Übertragungsnetzbetreiber müssten aus Sicht der Bundesnetzagentur das Recht haben, die Kraftwerksbetreiber anzuweisen, derartige Kraftwerke zu reaktivieren. Die Übertragungsnetzbetreiber planen, hierzu umgehend Gespräche mit den Kraftwerksbetreibern aufzunehmen.
11. Eine kurzfristige Verpflichtung aller Kraftwerke mit Anschluss an das Übertragungsnetz oder mit signifikantem Einfluss auf das Übertragungsnetz, Redispatch auf Basis der aktuellen Musterverträge anzubieten, wäre eine sinnvolle Maßnahme. Die Frage einer angemessenen Kostenbewertung ist nachrangig für die Versorgungssicherheit, aber mit der Bundesnetzagentur gesondert zu erörtern.
12. Bei einer dauerhaften Stilllegung der acht Kernkraftwerke des Moratoriums kann Deutschland nicht mehr im bisherigen Umfang als eine der Stützen der Versorgungssicherheit im europäischen Verbund auftreten.
13. Nach ersten Analysen besteht sowohl im Sommer 2011 als auch im Winterhalbjahr 2011/12 in kritischen Last-/Erzeugungssituationen noch ein ausreichendes erzeugungsseitiges Versorgungssicherheitsniveau. Demnach kann eine ausreichende erzeugungsseitige Versorgungssicherheit in Deutschland autark ohne zusätzliche Importe gewährleistet werden. Ein etwaiger Puffer für zusätzliche Stilllegungen von Kraftwerkskapazitäten besteht derzeit jedoch nicht. Vielmehr erscheint es unabdingbar, die Fertigstellung bereits im Bau befindlicher dargebotsunabhängiger Kraftwerke zu gewährleisten und die Realisierung geplanter Projekte zu beschleunigen.

1. Einführung

Vor dem Hintergrund der nuklearen Katastrophe in Japan haben die Bundesregierung und die Ministerpräsidenten der Bundesländer mit Kernkraftwerken am 14.03.2011 beschlossen, alle Kernkraftwerke in Deutschland einer umfassenden Sicherheitsprüfung zu unterziehen. Mit unmittelbarer Wirkung wurden die sieben ältesten Kernkraftwerke mit bis einschließlich 1980 erfolgter Inbetriebnahme sowie das Kernkraftwerk Krümmel mit unmittelbarer Wirkung für drei Monate vom Netz genommen und heruntergefahren. Für die verbleibenden Kernkraftwerke erfolgt die Sicherheitsüberprüfung im laufenden Betrieb.

Bei den abzuschaltenden Kernkraftwerken im Sinne der Regelung des Moratoriums handelt sich um folgende Anlagen:

Table 1: Kraftwerksabschaltungen

	Trennung vom Netz	Beginn kommerzieller Leistungsbetrieb	Nettleistung [MW]
Abschaltung Moratorium			
Brunsbüttel	Mitte 2007	1977	771
Unterweser	mit Moratorium	1979	1.345
Biblis A	mit Moratorium	1975	1.167
Biblis B	Ende Febr. 2011, revisionsbedingt	1977	1.240
Isar I	mit Moratorium	1979	878
Neckarwestheim 1	mit Moratorium	1976	785
Philippsburg I	mit Moratorium	1980	890
Krümmel	Mitte 2009	1984	1.346
Gesamt			8.422
Zusätzliche Abschaltung planmäßige Anlagenrevision			
Grafenrheinfeld *	26. März 2011, revisionsbedingt bis Mitte Mai 2011	1981	1.275
Abschaltung Moratorium UND planmäßige Anlagenrevision			
Gesamt			9.697

* Angaben zu Grafenrheinfeld, http://www.eon-kernkraft.com/pages/ekk_de/Standorte/Grafenrheinfeld/index.htm.

Die von der Abschaltung im Rahmen des Moratoriums betroffenen Kernkraftwerke stellen mit einer Nettoerzeugungskapazität von ca. 8.500 MW einen nicht unerheblichen Anteil an der gesamten Kraftwerksleistung in Deutschland bereit. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Kernkraftwerke Brunsbüttel bereits seit Mitte 2007, Krümmel seit Juli 2009 und Biblis B revisionsbedingt seit Ende Februar 2011 keine Erzeugungskapazitäten bereitstellen, in diesem Sinne durch das Moratorium also zusätzliche Kapazitäten in einem Umfang von „nur“ ca. 5.000 MW abgeschaltet wurden.

Am Samstag, den 26. März 2011, ist weiterhin das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld zum Brennelementwechsel und zur jährlichen Anlagenrevision vom Netz genommen worden. Damit sind weitere 1.275 MW Kraftwerkskapazität zumindest bis Mitte/Ende Mai 2011 vorübergehend nicht verfügbar.

Insgesamt ist die Einspeisung aus Kernkraftwerken bedingt durch das Moratorium und diese wartungsbedingte Maßnahme aktuell um ca. 9.700 MW reduziert. Gegenwärtig ist damit die Hälfte aller Kernkraftwerke in Deutschland vom Netz genommen. Von der Abschaltung sind vermehrt Kernkraftwerke im Süden des Landes betroffen. Im Norden wurde durch das Moratorium lediglich das Kernkraftwerk Unterweser zusätzlich abgeschaltet.

Eine nahezu zeitgleiche Abschaltung von Kraftwerken in einer Größenordnung von 5.000 MW ohne Vorankündigung oder Abstimmung ist bislang nach Kenntnis der Bundesnetzagentur noch nie aufgetreten; vor weiteren unkoordinierten Schritten in diese Richtung möchte die Bundesnetzagentur warnen. Der vorliegende Bericht liefert vor diesem Hintergrund eine Einschätzung darüber, ob und in welcher Weise die Abschaltung der betroffenen Kernkraftwerke die Stabilität in den Übertragungsnetzen und die Versorgungssicherheit negativ beeinflusst. Gegenstand dieses Berichts ist insofern die Betrachtung der netz- und erzeugungsseitigen Implikationen der Abschaltung, wobei der Schwerpunkt auf der Analyse der Auswirkungen auf das Netz liegt.

Die Aussagen aus dem vorliegenden Bericht basieren u. a. auf der Beantwortung eines durch die Bundesnetzagentur an die Übertragungsnetzbetreiber gerichteten Fragenkataloges. Die Antworten der Übertragungsnetzbetreiber hat die Bundesnetzagentur am 5. April 2011 erhalten. Angesichts der Kürze der Zeit sind viele Aussagen als vorläufig zu betrachten. Bei vielen netzseitigen Aspekten sind zeitaufwendige Lastflussanalysen erforderlich, die von den Übertragungsnetzbetreibern angestoßen wurden, aber noch nicht abgeschlossen sind. Die Übertragungsnetzbetreiber haben hierzu zwei Arbeits-

gruppen eingerichtet, die sich mit den Auswirkungen auf den „operativen Netzbetrieb“ sowie auf die „Netzplanung“ beschäftigen. Erste Ergebnisse dieser Arbeitsgruppen sind kurzfristig zu erwarten, konnten jedoch noch nicht in den vorliegenden Bericht eingehen.

Konkrete, abschließende Aussagen zu verschiedenen Fragestellungen sind in vielen Punkten noch nicht möglich. Es handelt sich um eine erste, vorläufige Bewertung durch die Bundesnetzagentur auf Basis von Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber. Detaillierte Netzberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber stehen noch aus.

Die Klärung der genannten Fragen ist für die Übertragungsnetzbetreiber von erheblicher Bedeutung, denn diese haben nach § 12 Abs. 1 EnWG

„die Energieübertragung durch das Netz unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Verbundnetzen zu regeln und mit der Bereitstellung und dem Betrieb ihrer Übertragungsnetze im nationalen und internationalen Verbund zu einem sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystem in ihrer Regelzone und damit zu einer sicheren Energieversorgung beizutragen.“

Für den Fall einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems sind die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer „Systemverantwortung“ nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG berechtigt und verpflichtet, Maßnahmen zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung durchzuführen. Hierbei kommen neben marktbezogenen Maßnahmen wie dem Einsatz von Regelenergie oder Redispatching auch netzbezogene Maßnahmen wie Netzschaltungen in Frage.

Der Bericht gliedert sich wie folgt: In Kapitel 2 werden die wesentlichen Untersuchungsgegenstände definiert. Hierbei werden die innerdeutsche Lastflusssituation, die Lastflusssituation an Grenzkuppelstellen, verschiedene Determinanten für die Netzstabilität, geplante Netzwartungen und geplante Netzausbaumaßnahmen thematisiert. Im Kapitel 3 werden die Auswirkungen der Abschaltungen für die Dauer des Moratoriums beschrieben. Zwar beziehen sich die Vorgaben zur Abschaltung der Kernkraftwerke eindeutig auf den dreimonatigen Zeitraum des Moratoriums, doch untersucht der vorliegende Bericht im Kapitel 4 darüber hinaus auch, wie sich eine über die Dauer des Moratoriums hinausgehende, dauerhafte Abschaltung der vom Moratorium erfassten Kernkraftwerke auf die umrissenen Sachverhalte auswirken würde. Wesentliche Maßnahmen, mit denen den Auswirkungen der Abschaltungen entgegengewirkt werden

kann, werden in Kapitel 5 vorgestellt. Hierbei wird zwischen kurzfristigen Maßnahmen, Maßnahmen im Bereich Netzausbau und sonstigen Maßnahmen differenziert. Ergänzt wird das Kapitel um eine Darstellung des rechtlichen Rahmens zur Gewährleistung der Systemsicherheit. Das Kapitel 6 behandelt den Aspekt der Erzeugungskapazitäten zu Lastdeckung, wobei hier zwischen dem nationale verfügbaren Kapazitätsangebot und einem möglichen Beitrag von Importen zur Lastdeckung unterschieden wird. Mögliche Auswirkungen des Moratoriums auf den Strompreis werden in Kapitel 7 behandelt, eine Zusammenfassung der Ergebnisse findet sich im abschließenden Kapitel 8.

2. Netzseitige Untersuchungsaspekte

Gegenstand dieses Kapitels ist zunächst die Beschreibung der aus Sicht der Bundesnetzagentur von der Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke betroffenen netztechnischen Aspekte. Die Bewertung der Auswirkungen der Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke in den nachfolgenden Kapiteln wird anhand der in diesem Kapitel aufgeführten Einzelaspekte durchgeführt. Die Aufzählung startet mit einer Beschreibung des Untersuchungsaspektes Lastflusssituation und betrachtet sowohl die innerdeutsche Lastflusssituation (2.1) als auch die Lastflusssituation an den Grenzkuppelstellen ins benachbarte Ausland (2.2). Dabei werden auch die den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung stehenden Eingriffsmöglichkeiten bzw. Instrumente erläutert, um drohenden Überlastungen von Leitungen und anderen Betriebsmitteln des Übertragungsnetzes entgegenzutreten (z. B. durch Redispatch). Anschließend werden die Aspekte der Netzstabilität, die von der Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke berührt sein könnten, kurz vorgestellt und erläutert (2.3). Erläutert werden dabei insbesondere der Aspekt Spannungshaltung bzw. Blindleistungsbedarf, aber auch der Aspekt der Mehrfachfehler. Auch die Durchführung geplanter Netzwartungen kann von der Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke berührt sein. Die möglichen Berührungspunkte werden im Abschnitt (2.4) erläutert. Auch die Hintergründe für eine mögliche Auswirkung der Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke auf die Durchführung von Netzausbaumaßnahmen werden in (2.5) kurz vorgestellt.

2.1 Innerdeutsche Lastflusssituation

Kernkraftwerke werden i. d. R. zur Deckung der Grundlast eingesetzt und speisen daher mit Ausnahme der Revisionszeiträume oder ungeplanter Unterbrechungen zumeist mit voller Leistung in die Übertragungsnetze ein. Daher ist die Einspeisung der Kernkraftwerke für die Übertragungsnetzbetreiber – anders als etwa die volatile Einspeisung aus Erneuerbaren Energien oder der stets schwankende Verbrauch der privaten und industriellen Verbraucher – eine Konstante im Netzbetrieb, die Basis für die tägliche und längerfristige Planung des Netzbetriebs ist. Durch das Moratorium stehen die abgeschalteten 7+1 Kraftwerke nicht mehr zur Deckung des Strombedarfs zur Verfügung, die Stromnachfrage muss von anderen Einspeisern an anderen Standorten gedeckt werden. Diese Verlagerung der Einspeisung auf Kraftwerke an anderen Standorten bewirkt eine Verlagerung der Stromflüsse im Übertragungsnetz (auch Last- oder Leistungsflüsse genannt), welche angesichts der Größenordnung der Leistung der abgeschalteten 7+1 Kernkraftwerke von fast 8.500 MW als nicht vernachlässigbar angesehen werden kann. Eine Betrachtung der Lastflussverschiebungen und deren mögliche Folgen im Übertragungsnetz sind daher geboten. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass fünf der abgeschalteten Kernkraftwerke (Biblis A und B, Philippsburg 1, Neckarwestheim 1 und Isar 1) mit einer Leistung von 5.200 MW im Süden Deutschlands liegen, vier davon (Biblis A und B, Philippsburg 1, Neckarwestheim 1) mit einer Leistung von knapp 4.300 MW regional konzentriert im Raum Südhessen / Rhein-Neckar. Die nachfolgenden Untersuchungen in den Kapiteln 3 und 4 befassen sich mit der Frage, in wie weit die Übertragungsnetze diesen Lastflussveränderungen gewachsen sind. Dabei stellt sich insbesondere die Frage, ob die ohnehin bereits stark ausgelasteten Nord-Süd- bzw. Ost-West -Verbindungsleitungen durch die Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke noch zusätzlich belastet werden und ob hierdurch in Zukunft kritische Netzsituationen zu befürchten sind. Schon vor dem Moratorium traten vereinzelt Überlastungen von Leitungen oder Betriebsmitteln im Übertragungsnetz auf, insbesondere an der Regelzonengrenze von 50 Hz zu TenneT oder im Raum Hamburg. Die Übertragungsnetzbetreiber treten diesen temporären Überlastungen durch betriebliche Eingriffe wie z. B. Schaltmaßnahmen im Netz bzw. durch Redispatch¹, durch Countertrading² oder

¹ *Redispatch* bezeichnet den (vertraglich vereinbarten) Eingriff eines Übertragungsnetzbetreibers in die Fahrweise der Kraftwerke zur Entlastung von Überlast bedrohter Betriebsmittel. Der Übertragungsnetzbetreiber weist auf der Seite mit dem Erzeugungsüberschuss ein oder mehrere Kraftwerke zur Reduzierung ihrer Einspeiseleistung an. Gleichzeitig weist der Übertragungsnetzbetreiber ein oder mehrere Kraftwerke auf der anderen Seite zur Steigerung der eingespeisten Leistung an, so dass ein dem Engpass entgegen gerichteter und damit ein den Engpass entlastender Leistungsfluss entsteht.

im Falle von 50 Hz auch durch sog. SiV-Maßnahmen³ entgegen. Die Entwicklung der Häufigkeit dieser betrieblichen Maßnahmen seit Beginn des Moratoriums kann nach Ansicht der Bundesnetzagentur Anhaltspunkte für mögliche Risiken oder Gefährdungspotentiale durch die Lastflussverschiebungen geben.

Ein wesentliches Kriterium für oder gegen die Durchführung von Eingriffen in den Netzbetrieb ist zunächst die Einhaltung des sog. (n-1)-Kriteriums. Dieses Kriterium besagt, dass auch nach Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels (z. B. einer Leitung oder eines Transformators) keine Überlastungen bei den übrigen Betriebsmitteln auftreten dürfen. Zur Prüfung der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums werden mittels einer Computersimulation alle sich im Zuge eines Betriebsmittelausfalles ergebenden Netzbelastungssituationen berechnet und auf Überlastungen hin geprüft.

2.2 Lastflusssituation an den Grenzkuppelstellen

Zusätzlich zu den Auswirkungen auf die innerdeutschen Lastflüsse im Übertragungsnetz sind auch möglichen Veränderungen der Lastflusssituationen an den Grenzkuppelstellen ins benachbarte Ausland zu betrachten. Dabei ist grundsätzlich zu unterscheiden zwischen denjenigen Lastflüssen, die sich aufgrund der Stromhandelsgeschäfte zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern auf rein kommerzieller oder bilanzieller Ebene ergeben (kommerzieller Austausch) und den sich tatsächlich auf Basis der Stromhandelsgeschäfte einstellenden physikalischen Lastflüssen. Abweichungen zwischen den Handelslastflüssen und den tatsächlich sich einstellenden Lastflüssen sind die Regel und mehr oder weniger stark ausgeprägt.

Aufgrund der engen Vermaschung des europäischen Stromnetzes kam es insbesondere zu windstarken Zeiten bereits vor Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke zu sog. Ringflüssen, bei denen ein Teil des im Norden Deutschlands produzierten Windstroms auch über die Stromnetze der Nachbarländer (NL, BE, F im Westen und PL, CZ im Osten) nach Süddeutschland geflossen ist. In Bezug auf die physikalischen Lastflüsse ist daher zu betrachten, ob die Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke Auswirkungen auf die

² *Countertrading* bezeichnet ein regelzonenübergreifendes Handelsgeschäft, bei dem auf der Seite des Engpasses mit dem Erzeugungsüberschuss Strom verkauft wird. Die verkaufte Strommenge wird auf der anderen Seite des Engpasses ebenfalls per Handelsgeschäft zugekauft, so dass – analog dem Redispatch – ein dem Engpass entgegen gerichteter und damit ein den Engpass entlastender Leistungsfluss entsteht.

³ Bei den *SiV-Maßnahmen* (sog. Sicherheitsbedingte regelzoneninterne Verkäufe) kauft 50 Hz im untertägigen Handel Strom an der Börse ein und verkauft diesen Strom an in der Regelzone von 50 Hz gelegene Kraftwerke. Die Kraftwerke

Ringflussproblematik haben könnte und ob sich gegebenenfalls bereits jetzt der Auslastungsgrad der Grenzkuppelstellen verändert hat.

In Bezug auf die kommerziellen Lastflüsse ist zu analysieren, in wie weit die Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke Auswirkungen auf den Stromhandel mit dem Ausland hat. Dies kann durch eine Analyse der kommerziellen Stromhandelsflüsse mit dem Ausland in Erfahrung gebracht werden. Hierbei ist insbesondere der Saldo der Stromhandelsflüsse über alle Grenzen von Interesse, da darüber eine Aussage über die Veränderung der Stromexport- bzw. Stromimportsituation Deutschlands getroffen werden kann (Vgl. hierzu Kapitel 3).

2.3 Netzstabilität

Neben dem in Kapitel 2.1 diskutierten (n-1)-Kriterium zur Bestimmung erlaubter Betriebszustände einer Leitung gibt es noch weitere Aspekte, die bei der Auslegung und Konzipierung der Übertragungsnetze und der an sie angeschlossenen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen mit betrachtet werden müssen. Nicht nur die thermische Belastung von Leitungen spielt eine Rolle, sondern u. a. auch Spannungshaltung und die Bereitstellung einer ausreichenden Kurzschlussleistung sowie die Frequenzhaltung.

Spannungshaltung / Blindleistungsbedarf

Vereinfacht gesprochen ist die Blindleistung derjenige Teil der eingespeisten Leistung, welcher im Gegensatz zu der von den Verbrauchern bezogenen Wirkleistung nicht den Netz entnommen und für die Verrichtung von Arbeit zur Verfügung steht. Anschaulich gesprochen pendelt diese Leistung im System „unverbrauchbar“ hin und her, ohne dass dieser Effekt unterbunden werden könnte. Blindleistung ist das „Schmiermittel“ des Netzes, ohne das eine Stromübertragung über das Netz nicht möglich ist.

Der Blindleistungsbedarf der Stromnetze resultiert aus der Tatsache, dass sich die Stromnetze nicht nur wie rein „ohmsche“ Verbraucher verhalten, bei denen nur Wirkleistungsverluste auftreten, die sich durch Erwärmung der Betriebsmittel ausdrücken. Stromnetze verhalten sich auch wie kleine Energiespeicher. Diese „Speichereigenschaft“ des Netzes ist dem Umstand zuzuschreiben, dass die Betriebsmittel des Net-

senken ihre Produktion entsprechend ein, so dass *netto* – analog dem Redispatch und dem Countertrading – ein dem Engpass entgegen gerichteter und damit ein den Engpass entlastender Leistungsfluss entsteht.

zes (z. B. Leiterseile) sich je nach Netzbelastung entweder wie ein Kondensator oder wie eine Spule verhalten. Die kapazitive Eigenschaft des Kondensators bzw. die induktive Eigenschaft der Spule sorgt dafür, dass in den elektromagnetischen Feldern rund um die Leiterseile Energie gespeichert ist. Ist der Lastfluss im Netz gering, überwiegt die kapazitive (Kondensator-) Verhalten des Netzes. Ist das Netz hoch belastet, überwiegt die induktive (Spulen-) Verhalten des Netzes.

Bei einem schwach ausgelasteten Netz droht die Gefahr der Spannungsüberhöhung und in Folge eine Verletzung der für den Betrieb des Netzes maximal zulässigen Spannung. Die überschüssige induktive Blindleistung muss z. B. durch Kraftwerke aufgenommen werden. Die Kraftwerke werden hierzu im sogenannten untererregten Betrieb gefahren, wobei zu berücksichtigen ist, dass die Blindleistungseinspeisung eines Kraftwerkes nur innerhalb gewisser Grenzen steuerbar ist. Alternativ können Drosselspulen oder Static Var Compensators (SVCs) mit dem Netz verbunden werden, die dessen kapazitive Eigenschaft verringern und damit der Gefahr der Spannungsüberhöhung entgegenwirken. Die Übertragungsnetzbetreiber setzen diese Technologien vereinzelt bereits heute ein. Der Einsatz von Drosselspulen ist allerdings gegenüber der Blindleistungsbereitstellung aus Kraftwerken mit Nachteilen verbunden, z. B. deswegen, da Drosselspulen nicht kontinuierlich regelbar sind. Eine weitere Möglichkeit, überschüssige induktive Blindleistung im Transportnetz zu reduzieren, besteht in der gezielten Abschaltung von Leitungen und der damit einhergehenden Verlagerung der Stromflüsse auf andere Leitungen des Netzes. Die dann höhere Auslastung der verbleibenden Leitungen verringert die kapazitive (=Kondensator-) Verhalten des Netzes und damit die Gefahr der Spannungsüberhöhung. Die gezielte Abschaltung von Leitungen ist jedoch nicht unproblematisch, da es die Robustheit des Netzes gegen Fehler schwächt und sich außerdem die Leitungsverluste erhöhen.

Bei einem stark ausgelasteten Netz muss kapazitive Blindleistung aufgenommen werden. Dies erfolgt i. d. R. durch im übererregten Betrieb gefahrene Kraftwerke. Alternativ können sog. Kondensatorbänke oder Static Var Compensators (SVCs) mit dem Netz verbunden werden, die dessen induktives Verhalten verringern. Die Übertragungsnetzbetreiber setzen Kondensatorbänke vereinzelt bereits heute ein. Analog zu den Drosselspulen ist auch der Einsatz von Kondensatorbänken gegenüber der Blindleistungsbereitstellung aus Kraftwerken mit Nachteilen (z. B. ebenfalls nicht kontinuierlich regelbar) verbunden. Auch durch Auftrennung von bisher verbundenen Leitungsabschnitten und der damit einhergehenden Separierung von Lastflüssen kann das induktive Verhalten des Netzes verringert werden. Analog der gezielten Abschaltung von Leitungen bei

einem schwach ausgelasteten Netz ist auch die Auftrennung von bisher verbundenen Leitungsabschnitten nicht unproblematisch, da ebenfalls die Robustheit des Netzes gegen Fehler geschwächt wird.

Blindleistung kann im Gegensatz zur Wirkleistung nicht über große Distanzen im Netz transportiert werden, sondern muss lokal bereitgestellt werden. Denn das kapazitive (=Kondensator-) Verhalten bzw. das induktive (Spulen-) Verhalten des Netzes steigt mit zunehmender Leitungslänge an. Würde man bei langen Übertragungsleitungen nur an einem Ende der Leitung Blindleistung bereitstellen, wäre bei schwach ausgelasteten Leitungen der Spannungsanstieg entlang der Leitungen durch das kapazitive (=Kondensator-) Verhalten bzw. bei stark ausgelasteten Leitungen der Spannungsabfall entlang der Leitungen durch das induktive (Spulen-) Verhalten so groß, dass bei Überschreiten einer bestimmten Entfernung zum Einspeisepunkt der Blindleistung die zulässigen oberen bzw. unteren Betriebsbänder der Spannung über- bzw. unterschritten würden und ein regulärer Netzbetrieb nicht mehr möglich wäre. Ein Über- oder Unterschreiten der betrieblichen Spannungsbänder ist aus Gründen der Sicherheit bzw. Netzstabilität nicht zulässig. Zur Vermeidung dieser unzulässigen Netzbetriebszustände muss die Blindleistungsbereitstellung daher verteilt über alle Bereiche des Netzes erfolgen. Mit hohen Transportentfernungen und abnehmender Kraftwerksdichte in bestimmten Regionen, wie sie mit dem Moratorium eingetreten ist, wird daher die Aufgabe, hinreichend „Schmiermittel“ für das Netz zur Verfügung zu stellen, deutlich anspruchsvoller.

Die Einspeisung von Blindleistung zur Spannungsregelung durch Erzeugungsanlagen in unterlagerten Netzen der Hochspannung (110 kV) ist nur in beschränktem Umfang möglich. Denn zum einen dient die Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungsanlagen in unterlagerten Netzen in erster Linie zur Deckung des Blindleistungsbedarfs in den unterlagerten Netzen selbst. Zum anderen können viele Erzeugungsanlagen allein aufgrund deren Entfernungen zu den Netzkupplstellen zum Übertragungsnetz i. d. R. keinen nennenswerten Beitrag zur Spannungshaltung bzw. zum Blindleistungshaushalt des Übertragungsnetzes leisten. Dies gilt gleichermaßen für konventionelle Kraftwerke wie auch für Erneuerbare-Energien-Anlagen, z. B. große Windparks, und erst recht für in der Mittel- oder Niederspannung angeschlossene Erzeugungsanlagen. Da fast alle Erneuerbare-Energien-Anlagen unterhalb des Übertragungsnetzes, also in der Hoch-, Mittel- oder Niederspannung angeschlossen sind, können die Erneuerbare-Energien-Anlagen daher keinen signifikanten Beitrag zur Spannungshaltung bzw. zum Blindleistungshaushalt des Übertragungsnetzes beitragen.

Mehrfachfehler

Das im Übertragungsnetzbetrieb gültige, oben beschriebene (n-1)-Kriterium wurde historisch für Systeme mit tendenziell lokaler Lastdeckung und eher geringen Transportentfernungen entwickelt. In solchen Systemen hat es sich bewährt. Über den Ausfall eines Betriebsmittels hinausgehende Mehrfachfehler (Sammelschienen-Fehler, Mehrfach- bzw. Common Mode-Ausfälle⁴ von Leitungen) sind natürlich seltener als Einzelausfälle, können aber bei z. B. Sturm, Gewitter oder Schneefall auftreten. Sie lösten in der Vergangenheit aber vor allem lokal oder regional begrenzte Probleme, im schlimmsten Falle lokale Blackouts, aus.

Durch einige Trends in den letzten Jahren hat die potenzielle Störweite von Mehrfachfehlern jedoch deutlich zugenommen. Die Gründe dafür sind laut Aussage der Übertragungsnetzbetreiber:

- Hohe Auslastung des Übertragungsnetzes über das gesamte Jahr und dadurch kaum Freiräume für die Durchführung von Maßnahmen im Netz (Erneuerungen, Verstärkungen, Erweiterungen);
- Volatilität der Einspeisung aus regenerativen Energiequellen;
- Lastferne Erzeugung und damit gerichtete Leistungsübertragung über große Distanzen;

Mit Blick auf die letzten großen Verbundstörungen und Blackouts stellen die Übertragungsnetzbetreiber fest, dass diese alle im Zusammenhang mit kaskadierenden Fehlern bei Transport hoher Leistung über große Entfernungen standen, wobei es zu einem Stabilitätsverlust und nicht mehr beherrschbaren Kraftwerksausfällen kam. Neben dem (n-1)- Kriterium muss daher bei der Netzplanung und beim Betrieb von Übertragungsnetzen zukünftig zusätzlich eine Risikobewertung in Bezug auf die Störweite von möglichen Mehrfachfehlern durchgeführt werden. Die Anwendung dieser Risikobewertung im operativen Netzbetrieb hätte zeitweise Auswirkungen auf zulässige Transportkapazitäten sowie die Anzahl und den Umfang von Maßnahmen nach §13 Abs. und 2 EnWG.

⁴ Der Common-Mode-Ausfall ist der zeitgleiche Ausfall mehrerer Komponenten (Netzbetriebsmittel und Erzeugungseinheiten) aufgrund derselben Ursache.

2.4 Geplante Netzwartungen

Die Übertragungsnetzbetreiber führen regelmäßig Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten an den Leitungen und anderen Betriebsmitteln des Übertragungsnetzes durch, um dessen fehlerfreie Funktion gewährleisten zu können. Wartungen sind z. B. für die regelmäßig durchzuführenden Anstriche der Masten zum Schutz vor Korrosion (je nach Mast etwa alle 10 bis 25 Jahre) oder für die Revision der die Leitungen terminierenden Schalteinrichtungen in den Umspannwerken oder Schaltstationen (je nach Schalteinrichtung etwa alle 6 bis 15 Jahre) durchzuführen. Viele Arbeiten können unter Spannung, d. h. bei vollem Betrieb der Leitungen durchgeführt werden. Einige Arbeiten erfordern jedoch auch die Abschaltung der Leitungen bzw. Betriebsmittel für die Dauer der Wartungsarbeiten, auch Freischaltung genannt, um Gefährdungen des Wartungspersonals zu vermeiden. Dies ist z. B. bei den Korrosionsschutzanstrichen an den Masttraversen (Querträger, an denen die Leiterseile aufgehängt sind) der Fall.

Die Wartungsarbeiten im Übertragungsnetz sind i. d. R. lange im Voraus geplant und werden von dazu beauftragten Fremdfirmen durchgeführt. Freischaltungen von Leitungen werden i. d. R. in lastschwache Zeiten gelegt (Sommer), in denen die anderen Leitungen und Betriebsmittel die Transportaufgabe der in der Wartung befindlichen Leitung übernehmen können. Dabei ist stets zu gewährleisten, dass das „Restnetz“ gemäß dem oben beschriebenen (n-1)-Prinzip stets in der Lage sein muss, den störungsbedingten Ausfall eines weiteren Betriebsmittels kompensieren zu können.

Es ist nicht auszuschließen, dass geplante Wartungsarbeiten an Leitungen oder anderen Betriebsmitteln des Netzes verschoben werden müssen, wenn andernfalls die Transportkapazität des Restnetzes den durch das Moratorium geänderten Transportanforderungen nicht gerecht wird bzw. eine Verletzung des (n-1)-Sicherheitskriteriums droht. Daher wird in diesem Bericht auch die Frage betrachtet, ob und in wie weit die geänderte Lastflusssituation Einfluss auf die Durchführung der geplanten Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten im Übertragungsnetz haben kann.

2.5 Geplante Netzausbaumaßnahmen

Neben der Möglichkeit der Verschiebung geplanter Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten aufgrund der geänderten Transportflüsse im Übertragungsnetz nach Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke kann u. U. auch die Durchführung geplanter Netzausbaumaßnahmen betroffen sein. Zu untersuchen ist, ob und - wenn ja - in welchem Um-

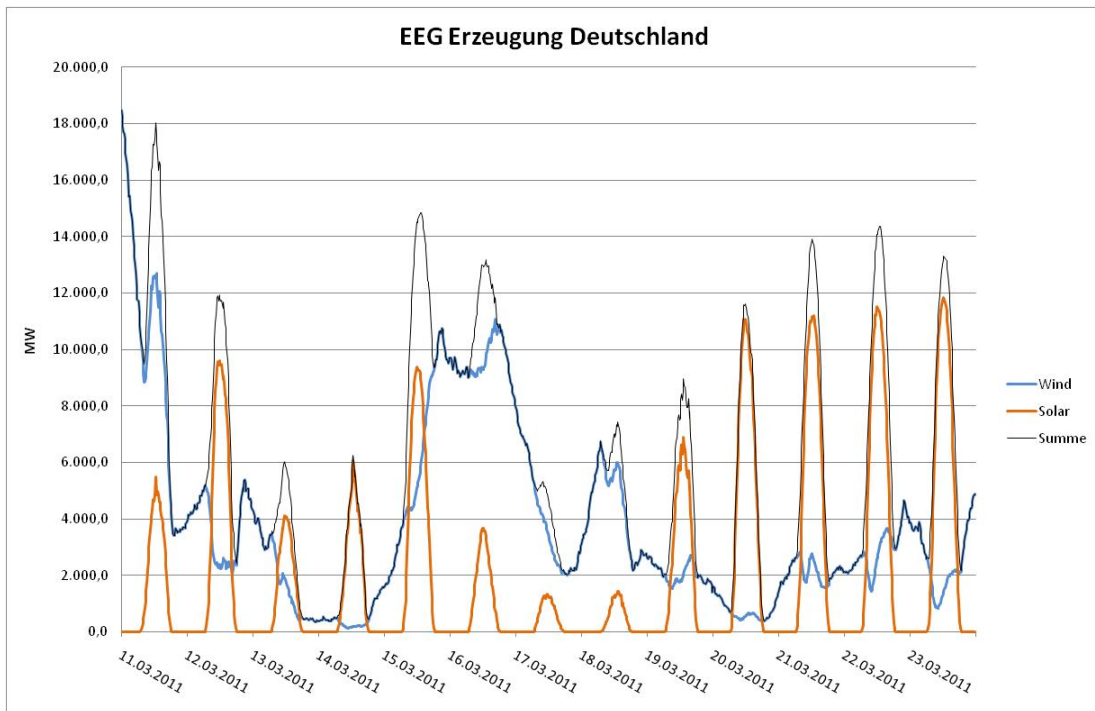
fang geplante Ertüchtigungen zur Erhöhung der Stromübertragungskapazitäten bestehender Leitungstrassen durch Auflegen z. B. von zusätzlichen Stromsystemen auf Bestandstrassen oder durch Umrüstung von 220 kV auf 380 kV verschoben werden müssen, da die nach Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke geänderte Lastflusssituation eine Außerbetriebnahme der umzurüstenden Trassen nicht zulässt. Auch der Austausch bestehender Leiterseile durch Leiterseile eines größeren Übertragungsquerschnitts oder der Ersatz durch Hochtemperaturleiterseile macht i. d. R. eine Freischaltung der Leitung erforderlich. Auch bei diesen Maßnahmen ist daher zu betrachten, ob die nach Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke geänderte Lastflusssituation eine Außerbetriebnahme dieser Leitungen zulässt.

3. Auswirkungen der Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke für die Dauer des Moratoriums

Vorweg ist anzumerken, dass sich die Lastsituation im Netz seit Beginn des Moratoriums günstig darstellt: Witterungsbedingt ist die Einspeisung aus Windanlagen unterdurchschnittlich und Photovoltaik-Anlagen dämpfen die Lastspitzen in der Mittagszeit häufig (siehe Abb. 1). Falls das Moratorium in eine dauerhafte Abschaltung münden sollte, stünde der Belastungstest jedoch im Herbst/Winter mit höherem Verbrauch und stärkerer Windeinspeisung noch aus.

Die in diesem Kapitel vorgestellten Aussagen beziehen sich nahezu vollständig auf die Ergebnisse des Fragenkatalogs der Bundesnetzagentur an die Übertragungsnetzbetreiber.

Abbildung 1: *Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen, 11. - 24.03.11.*



Lastflusssituation in Deutschland

Durch die Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke hat sich die physikalische Lastflusssituation in Deutschland geändert. Zum einen wird vermehrt Strom importiert (s. u.), zum anderen sind bereits heute erhöhte Leistungsflüsse in Ost-West-Richtung zu beobachten. Betroffen sind insbesondere die Netze von TenneT und von 50 Hz. Die Zunahme der Ost-West-Leistungsflüsse ist insbesondere auf der bisher wenig von Überlastungen

geprägten Leitung Wolmirstedt – Helmstedt zu beobachten. Zur Erhaltung eines (n-1)-sicheren Netzstatus hat TenneT allein in diesem Netzbereich an über 8 Tagen seit dem 18.03.2011 Eingriffe entweder in Form von netzseitigen Sonderschaltmaßnahmen oder in Form von Redispatch durchgeführt. Auch an der Leitung Mecklar–Borken im Netz von TenneT mussten am 20. und 21.03. netzseitige Sonderschaltmaßnahmen zur Aufrechterhaltung der (n-1)-Sicherheit durchgeführt werden.

Der Übertragungsnetzbetreiber 50 Hz hat in den wenigen Tagen seit In-Kraft-Treten des Moratoriums bis zum 31. März Sicherheitseingriffe nach § 13 Abs. 1 EnWG mit einer Strommenge in Höhe von 56.148 MWh durchgeführt (45.270 MWh SiV-Maßnahmen, 9.928 MWh Countertrading und 1.050 MWh Redispatch). Dies entspricht bereits etwa 21% der Vergleichsmengen im gesamten Sommerhalbjahr 2010 (1. April bis 30. September). Zwar ist der Zeitraum zu kurz, um belastbare quantitative Vorhersagen für die weitere Entwicklung der Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber für den gesamten Zeitraum des Moratoriums zu machen. Allerdings ist auffällig, dass bereits bei den gegenwärtig moderaten Witterungsbedingungen in einem bisher eher unauffälligen Bereich im Netz so viele Eingriffe erforderlich werden.

Auch die Übertragungsnetzbetreiber Amprion und EnBW beobachten ein geändertes Lastflussverhalten. Amprion hat z. B. am 27.03., 29.03. und 31.03.2011 im Netzgebiet Vigy/Uchtelfangen an der deutsch-französischen Grenzen Sonderschaltmaßnahmen mit dem französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE abgestimmt und durchgeführt, um drohende Überlastungen von Leitungen zu vermeiden.

Erhebliche Beeinträchtigungen im Netzbetrieb werden aufgrund der derzeit günstigen Witterungsbedingungen (geringe Windeinspeisung, warme Temperaturen, noch moderate Solareinspeisung) bei diesen Übertragungsnetzbetreibern bisher jedoch nicht gemeldet. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen jedoch damit, dass in Starkwindphasen bei erheblichen Nord-Süd und Ost-West- Lastflüssen die Häufigkeit der Eingriffe durch die Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 Abs. 1 EnWG signifikant zunehmen werden. Die Übertragungsnetzbetreiber fordern daher die kurzfristige Verpflichtung aller Kraftwerke mit Anschluss an das Übertragungsnetz bzw. mit signifikantem Einfluss auf das Übertragungsnetz, Redispatch anbieten zu müssen, um drohenden Engpasssituationen mit allen Mitteln entgegenzutreten zu können.

Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber. Die gegenwärtig vergleichsweise entspannte Netzsituation darf nicht auf die Zeit bis zu Ende

des Moratoriums übertragen werden. Es ist auch der Möglichkeit windstarker Zeiten mit einer hohen Belastung der Nord-Süd und Ost-West-Leitungen ins Auge zu sehen. Vor diesem Hintergrund rechnet auch die Bundesnetzagentur mit einer sich jetzt bereits andeutenden Steigerung der Sicherheitseingriffe nach § 13 Abs. 1 EnWG. Es steht auch zu befürchten, dass neben den häufiger zu ergreifenden, o. g. Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG die Übertragungsnetzbetreiber auch häufiger gezwungen sein könnten, EEG-Anlagen nach § 11 EEG abzuregeln, wenn nach Ausschöpfung aller den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung stehenden Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG der Windstrom nicht mehr abtransportiert werden kann. Zu bedenken ist dabei, dass die Netzbetreiber die Abregelung der Windanlagen in Höhe der regulären Einspeisevergütung entgelten müssen, sofern die Abregelung auf mangelnden Transportkapazitäten beruht. Situationen, in denen Windenergieanlagen auch für nicht produzierte Strommengen in voller Höhe vergütet werden, können in Zukunft daher vermehrt auftreten. Diese Einschätzung speist sich auch daraus, dass kurzfristig für die Dauer des Moratoriums kein neues Grundlastkraftwerk in Betrieb geht, welches die fehlende Einspeisung der abgeschalteten Kernkraftwerke im Süden Deutschlands ersetzen und so die Nord-Süd-Lastflüsse entlasten könnte. Daher unterstützt die Bundesnetzagentur die Forderung der Übertragungsnetzbetreiber, alle an das Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke bzw. Kraftwerke mit signifikantem Einfluss auf das Übertragungsnetz kurzfristig zu einer Teilnahme am Redispatch zu verpflichten. Ob dies auf gesetzlichem Wege oder per behördliche Vorgabe erfolgen kann, wird derzeit geprüft.

Eine verlässliche quantitative Aussage ist derzeit aufgrund des kurzen Betrachtungszeitraums nicht möglich. Insoweit sind alle vorstehenden Ausführungen mit der gebotenen Vorsicht zu betrachten.

Entwicklung der Transite an den Grenzkuppelstellen

Kommerzielle Stromflüsse / Handelsflüsse

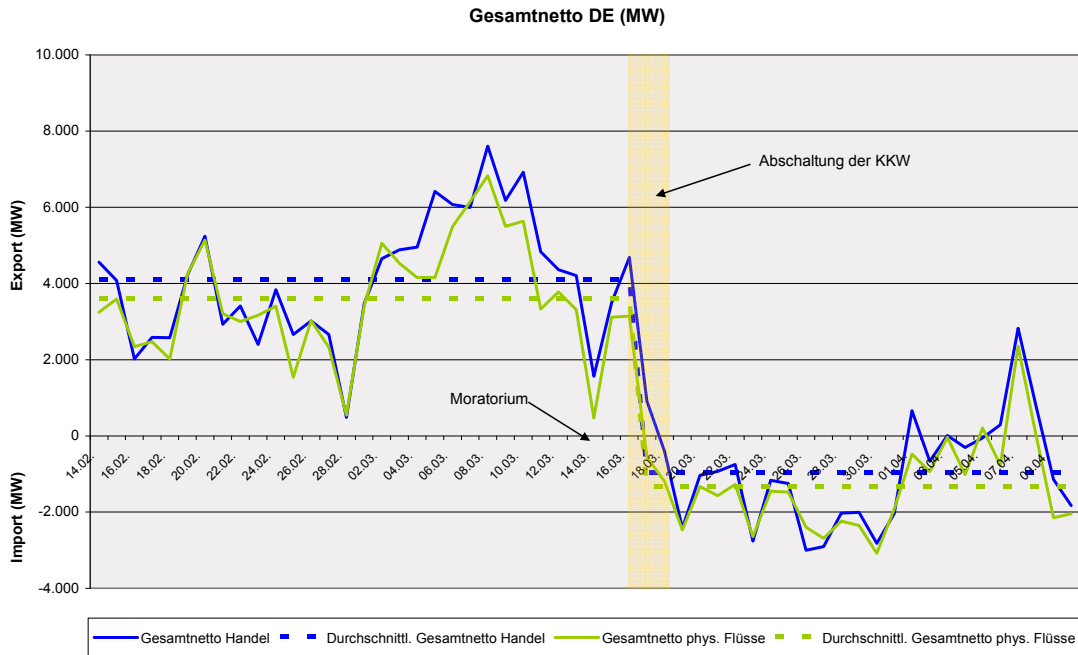
In Bezug auf den kommerziellen Stromhandel war Deutschland im langjährigen Mittel und auch zu Beginn des Jahres 2011 Netto-Exporteur für Strom. Nach der Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke bis zum 19. März 2011 hat sich auf Basis der Datenlage für den erst kurzen Zeitraum dieser Trend zunächst geändert und Deutschland hat eine Rolle als Netto-Importeur eingenommen. Den nachfolgend dargestellten Betrachtungen

liegen die Ergebnisse der realisierten grenzüberschreitenden Stromhandelsgeschäfte (Verbundaustauschfahrpläne nach Angaben des Verbands der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber, ENTSO-E) als Maß des grenzüberschreitenden Stromaustauschs zugrunde. Davon zu unterscheiden sind die tatsächlich realisierten physikalischen Flüsse, die bezogen auf die jeweilige Grenze nicht denjenigen der realisierten Stromhandelsgeschäfte entsprechen müssen. Grund für diese Divergenz ist, dass der tatsächliche Fluss physikalischen Gesetzen folgt und beispielsweise nicht an Landesgrenzen stoppt, während sich die Handelsgeschäfte über Grenzen hinweg aufgrund der Marktmechanismen einstellen und die Physik nur teilweise berücksichtigen. Im Saldo aufsummiert über alle Grenzen Deutschlands entsprechen die Handelsgeschäfte allerdings nahezu den realisierten physikalischen Flüssen - nicht aber bezogen auf jede Einzelgrenze. Abweichungen im Gesamtsaldo können verschiedene Gründe haben. Beispielsweise besteht die Datenbasis aus noch nicht finalen Handelsdaten und enthält noch nicht sämtliche Handelsaktivitäten (Intraday Handel und grenzüberschreitenden Redispatch). Da die finalen Handelsdaten erst eine Woche nach Abschluss der Transaktionen verfügbar sind, in der Auswertung allerdings ein möglichst großer Zeitraum nach Netztrennung der Kernkraftwerke betrachtet werden soll, wird diese Unschärfe in Kauf genommen. Der nachfolgend untersuchte Betrachtungszeitraum liegt zwischen dem 14.02.2011 und dem 10.04.2011.

Eine Prognose über die zukünftige Entwicklung ist mit der vorhandenen Datenbasis nicht zu treffen. Insbesondere kann nicht vorausgesagt werden, ob in Starklastzeiten bestehende Kraftwerksreserven in Deutschland oder im benachbarten Ausland zusätzlich angefahren werden, da dies im Wesentlichen von den Marktmechanismen (sog. Merit-Order) abhängt. Inwieweit in Deutschland beispielsweise fossile Kraftwerke anstelle der Kernkraftwerke eingesetzt werden, hängt von der genauen Marktsituation ab. Dass eine solche Substitution stattfindet, ist durchaus denkbar und wird z.T. wohl bereits auch geschehen. Allerdings müssen sich die fossilen konventionellen Kraftwerke dem Erzeugungswettbewerb in Deutschland und dem europäischen Ausland stellen. Insofern ist von einem europäischen Strommarkt auszugehen. Die deutschen Kraftwerke konkurrieren mit allen europäischen Kraftwerken, die nicht durch dauerhafte Engpässe in Richtung Deutschlandes von der deutschen Nachfrage abgeschnitten sind. Darüber hinaus besteht ein Konkurrenzverhältnis zur privilegierten Einspeisung nach dem EEG und dem KWKG. Kraftwerke kommen also nur zum Zuge, wenn ihre Produktion günstiger als die der Wettbewerber ist. Im Vergleich zu den zu niedrigen Grenzkosten anbietenden ausländischen Kernkraftwerke (z.B. CZ, FR) oder alten, ab-

geschriebenen konventionellen Kraftwerken (beispielsweise PL) ist der Wettbewerbsdruck hoch. Tendenziell kommen die deutschen fossilen Kraftwerke daher eher zum Zuge, wenn die knappen Übertragungskapazitäten zum Ausland bereits stark ausgelastet (hoher Import) sind. Verlagerungen von ökonomischen Lastflüssen sind daher weniger ein Zeichen mangelnder Versorgungssicherheit als ein Zeichen eines funktionierenden Marktes.

Abbildung 2: Gesamtdeutsche Im- und Exporte von Strom, 14.02. – 10.04.11.



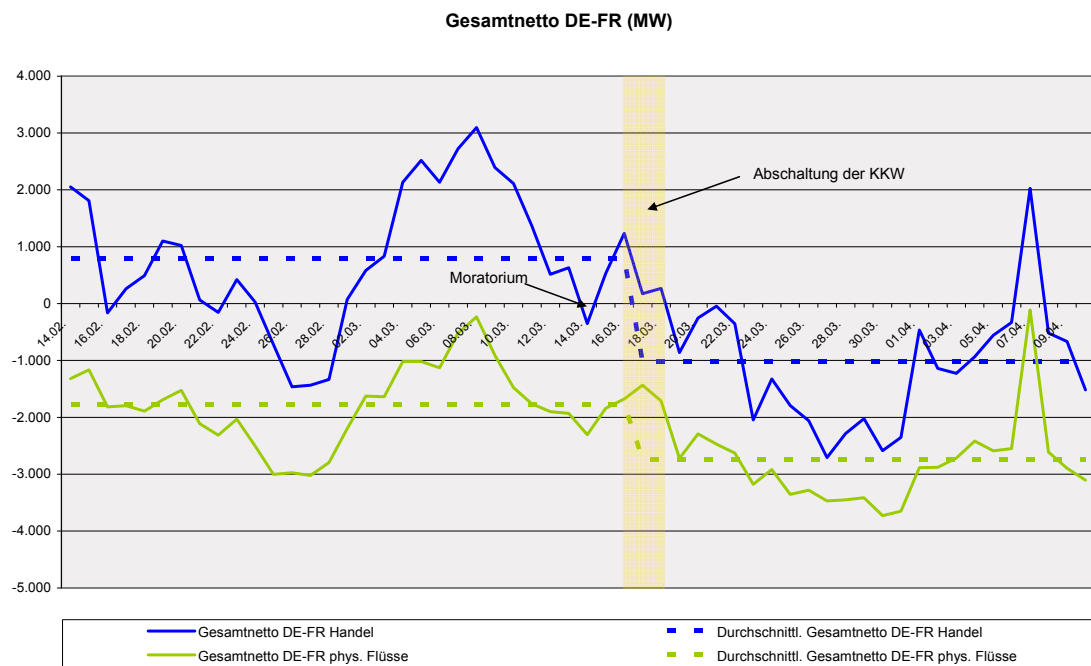
Quelle: ENTSO-E

In der Gesamtbetrachtung des grenzüberschreitenden Stromhandels über alle deutschen Grenzen wurde ein Netto-Export von durchschnittlich rund 4.100 MW im Monat vor dem Moratorium von einem Netto-Import von durchschnittlich rund 960 MW nach der Abschaltung der 7+1 Atomkraftwerke abgelöst. Dies entspricht einem durchschnittlichen täglichen Import von 23 GWh, dem ein durchschnittlicher täglicher Export von 98 GWh vor dem Moratorium gegenübersteht.

In ausgewählten Länderbilanzen zeigen sich zum Teil deutliche Veränderungen: Frankreich, vor Beginn des Moratoriums mit rund 790 MW Netto-Importeur für Strom aus Deutschland, wird zum Netto-Exporteur nach Deutschland mit rund 1.020 MW. Das entspricht einem täglichen Importvolumen von knapp 24,5 GWh nach Deutschland. Auch der Handel mit der Tschechischen Republik hat sich nach dem Moratorium deutlich verändert. Der Exportüberschuss von 1.230 MW reduzierte sich um 585 MWh auf

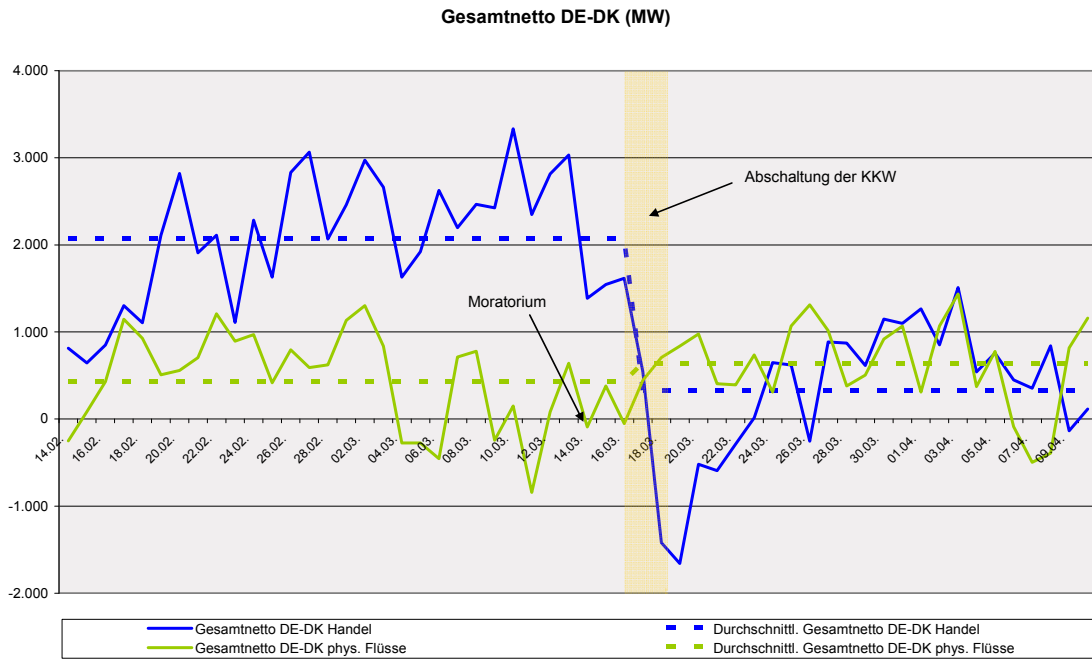
645 MW, was einer Reduzierung des täglichen Handelsvolumens um 11,7 GWh entspricht. Auch im Handel mit Dänemark ist ein deutlicher Rückgang des Exports um nahezu 1.740 MW auf rund 330 MW zu beobachten. Während sich die Situation im Handel mit Frankreich, der Tschechischen Republik und Dänemark deutlich geändert hat, sind die Auswirkungen auf den Handel mit Polen aufgrund des ohnehin niedrigen Niveaus eher marginal. In Folge des Moratoriums stieg der Import aus Polen von rund 265 MW auf rund 280 MW.

Abbildung 3: Deutsch - Französischer Stromaustausch, 14.02. – 10.04.11.



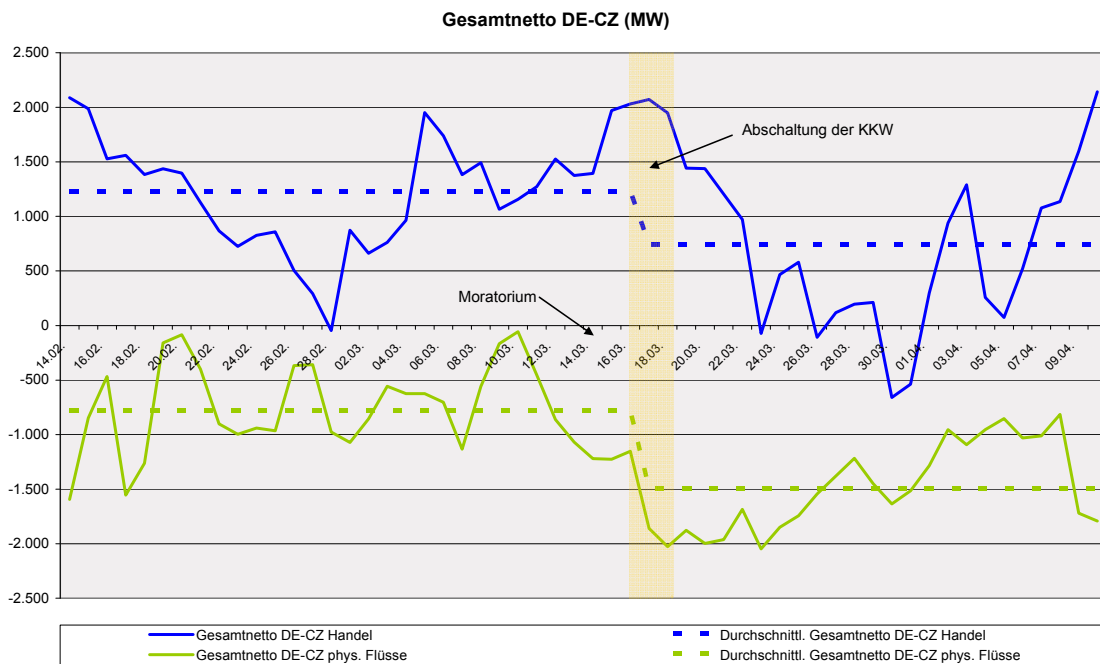
Quelle: ENTSO-E

Abbildung 4: Deutsch - Dänischer Stromaustausch, 14.02. – 10.04.11.



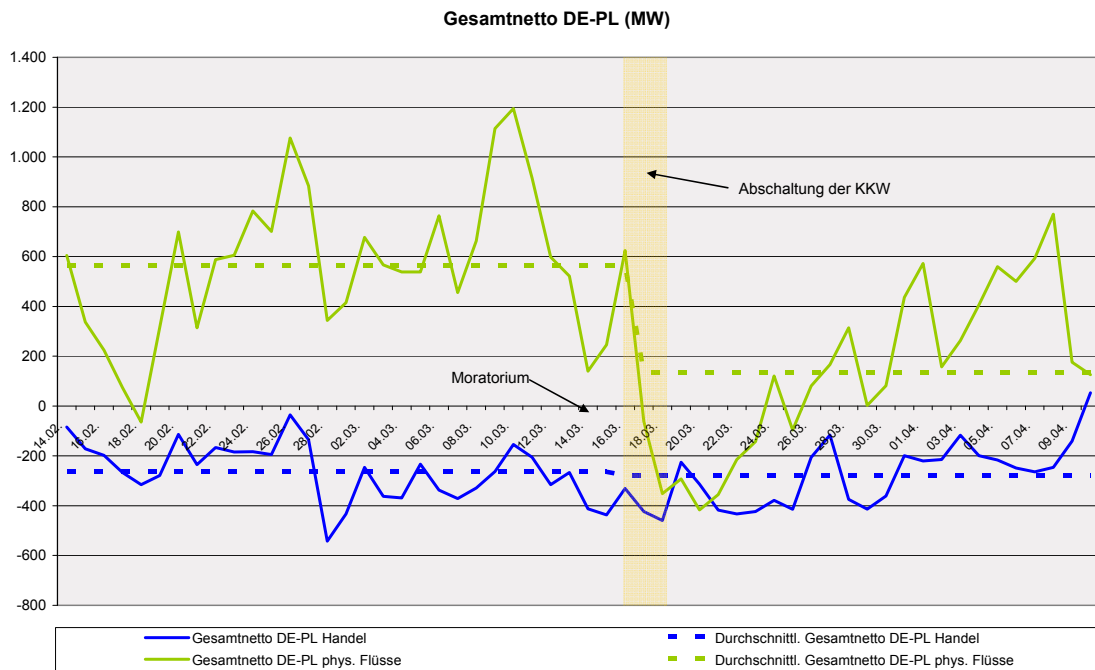
Quelle: ENTSO-E

Abbildung 5: Deutsch - Tschechischer Stromaustausch, 14.02. – 10.04.11.



Quelle: ENTSO-E

Abbildung 6: Deutsch - Polnischer Stromaustausch, 14.02. – 10.04.11.



Quelle: ENTSO-E

In der folgenden Tabelle 2 sind durchschnittliche Kennzahlen zu den Stromhandelskapazitäten und -volumina zusammengestellt:

Tabelle 2: Stromhandelsbilanz aus deutscher Sicht im Überblick („-“ kennzeichnet Import nach DE).

Durchschnittliche Handelsbilanz mit Nachbarländern in MW			Durchschnittliche Handelsbilanz mit Nachbarländern in GWh pro Tag		
Grenze	14.02. bis 16.03.	17.03. bis 04.04.	Grenze	14.02. bis 16.03.	17.03. bis 04.04.
DE-FR	791	-1.040	DE-FR	19,0	-25,0
DE-CH	1.156	629	DE-CH	27,7	15,1
DE-PL	-302	-302	DE-PL	-7,2	-7,2
DE-SE	-21	-22	DE-SE	-0,5	-0,5
DE-DK	2.067	338	DE-DK	49,6	8,1
DE-AT	-1.056	-1.350	DE-AT	-25,3	-32,4
DE-CZ	1.231	624	DE-CZ	29,5	15,0
DE-NL	193	130	DE-NL	4,6	3,1

Quelle: ENTSO-E

Hierbei handelt es sich insgesamt Momentaufnahme, die nicht einfach in die Zukunft fortgeschrieben werden kann. Die Richtung und Höhe der Transite ergeben sich aus dem Unterschied der Strompreise zwischen den Ländern. Bei einer hohen Windeinspeisung in Deutschland mit geringeren Strompreisen wird Deutschland wieder zum Exporteur werden. Außerdem ist der Strompreis insbesondere in Frankreich stark von der Verfügbarkeit der Kernkraftwerke geprägt. Die sommerliche Kraftwerksrevisionsphase oder heiße trockene Sommer mit einer Kühlwasserproblematik können zu hohen Strompreisen in Frankreich und damit zu erneuten Lastflussverlagerungen führen.

Stromerzeugermix in den Nachbarländern

Der Stromerzeugermix in den Nachbarländern ist vielfältig. Der nachfolgenden Tabelle liegen Daten der Internationalen Energieagentur (IEA) zugrunde.

Tabelle 3: Stromerzeugung nach Primärenergieeinsatz, 2008.

Stromerzeugung nach Energieträger 2008

	AT		CH		CZ		DE	
	GWh 2008	% 2008	GWh 2008	% 2008	GWh 2008	% 2008	GWh 2008	% 2008
Kohle	6 898	10,3%	0	0,0%	49 823	59,7%	290 645	45,6%
Öl	1 243	1,9%	144	0,2%	131	0,2%	9 244	1,5%
Gas	11 204	16,7%	754	1,1%	2 919	3,5%	87 654	13,8%
Biomasse	4 264	6,4%	330	0,5%	1 438	1,7%	19 851	3,1%
Sekundärbrennstoff	753	1,1%	2 068	3,0%	21	0,0%	9 368	1,5%
Kernkraft	0	0,0%	27 700	40,2%	26 551	31,8%	148 495	23,3%
Wasserkraft	40 678	60,6%	37 935	55,0%	2 376	2,8%	26 963	4,2%
Geothermie	2	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	18	0,0%
Photovoltaik	28	0,0%	34	0,0%	13	0,0%	4 420	0,7%
Solarthermie	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
Wind	2 014	3,0%	19	0,0%	245	0,3%	40 574	6,4%
Gezeiten	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
Andere	17	0,0%	0	0,0%	1	0,0%	0	0,0%
Gesamterzeugung	67 101	100,0%	68 984	100,0%	83 518	100,0%	637 232	100,0%

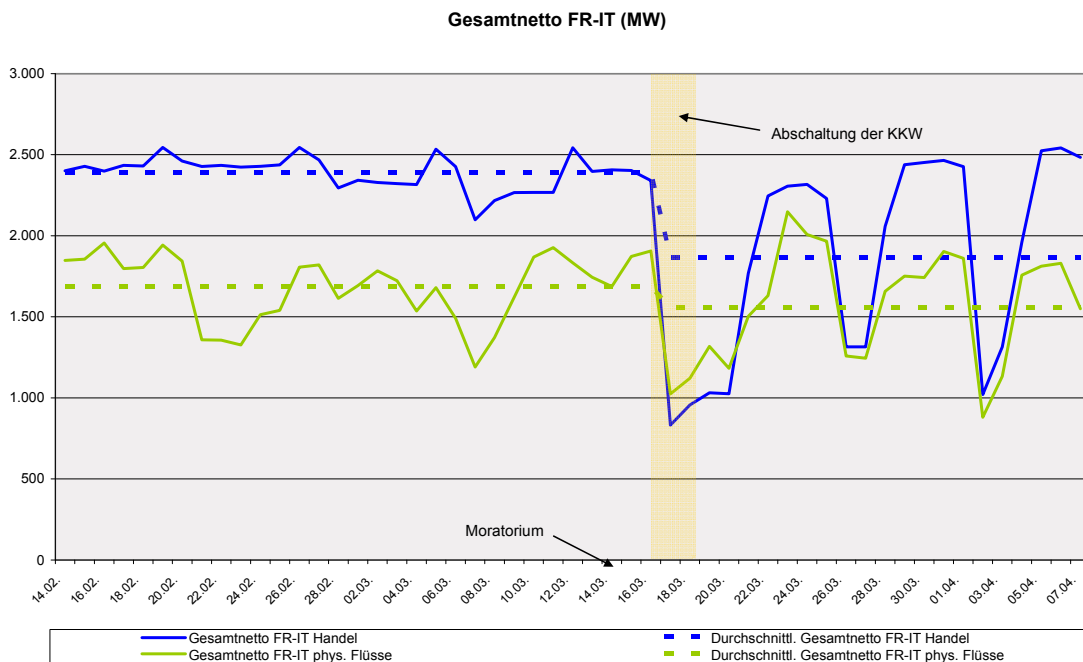
	DK		FR		NL		PL	
	GWh 2008	% 2008	GWh 2008	% 2008	GWh 2008	% 2008	GWh 2008	% 2008
Kohle	17 457	48,0%	27 231	4,7%	26 797	24,9%	143 369	91,8%
Öl	1 131	3,1%	5 825	1,0%	2 065	1,9%	2 323	1,5%
Gas	6 927	19,0%	21 884	3,8%	63 423	58,9%	3 166	2,0%
Biomasse	2 053	5,6%	2 116	0,4%	3 721	3,5%	3 451	2,2%
Sekundärbrennstoff	1 866	5,1%	3 776	0,7%	2 922	2,7%	284	0,2%
Kernkraft	0	0,0%	439 468	76,4%	4 169	3,9%	0	0,0%
Wasserkraft	26	0,1%	68 325	11,9%	102	0,1%	2 747	1,8%
Geothermie	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
Photovoltaik	3	0,0%	41	0,0%	38	0,0%	0	0,0%
Solarthermie	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
Wind	6 928	19,0%	5 689	1,0%	4 260	4,0%	837	0,5%
Gezeiten	0	0,0%	513	0,1%	0	0,0%	0	0,0%
Andere	0	0,0%	0	0,0%	148	0,1%	0	0,0%
Gesamterzeugung	36 391	100,0%	574 868	100,0%	107 645	100,0%	156 177	100,0%

	SE		Vorherige gesamt	
	GWh 2008	% 2008	GWh 2008	% 2008
Kohle	2 235	1,5%	564 455	30,0%
Öl	873	0,6%	22 979	1,2%
Gas	603	0,4%	198 534	10,5%
Biomasse	9 068	6,0%	46 292	2,5%
Sekundärbrennstoff	2 157	1,4%	23 215	1,2%
Kernkraft	63 889	42,6%	710 272	37,7%
Wasserkraft	69 211	46,1%	248 363	13,2%
Geothermie	0	0,0%	20	0,0%
Photovoltaik	4	0,0%	4 581	0,2%
Solarthermie	0	0,0%	0	0,0%
Wind	1 996	1,3%	62 562	3,3%
Gezeiten	0	0,0%	513	0,0%
Andere	0	0,0%	166	0,0%
Gesamterzeugung	150 036	100,0%	1 881 952	100,0%

Quelle: OECD/IEA, IEA Energy Statistics

Eine exakte Aussage über die Zusammensetzung des importierten Strommixes ist mit diesen Zahlen nicht möglich, da die Zusammensetzung der physikalischen Importe nicht 1:1 vom nationalen Erzeugermix abhängt. Für die Analyse des tatsächlichen importierten Strommixes wäre eine lückenlose und eindeutige Zuordnung der durch das Moratorium in Deutschland bedingten Änderungen des Kraftwerkseinsatzes auf internationaler Ebene erforderlich. So ist beispielsweise der Zuwachs an Importen aus Frankreich nicht zwangsläufig gleichbedeutend mit einem Import zusätzlich erzeugten Atomstroms. Stattdessen könnten zusätzliche Stromexporte von Frankreich nach Deutschland zum Beispiel auch in einem reduzierten Export von Strom aus Frankreich in seine Nachbarländer resultieren, ohne die Fahrweise französischer (Kern-) Kraftwerke zu verändern. Einen solchen Zusammenhang scheint die nach dem Moratorium zu beobachtende Veränderung der Handelsflüsse an der Grenze zwischen Italien und Frankreich nahezulegen.

Abbildung 7: Französisch – Italienischer Stromaustausch, 14.02. – 10.04.11.



Quelle: ENTSO-E

Eine lückenlose Aufdeckung der Wirkungsbeziehungen ist allerdings derzeit nicht möglich. Physikalisch gesprochen: Die Elektronen, welche die Grenze passieren, tragen keinen kraftwerksbezogenen Herkunftsnachweis.

Physikalische Lastflusssituation an den Grenzkuppelstellen

Auch die tatsächlich auf Basis der Stromhandelsgeschäfte sich einstellenden physikalischen Lastflüsse an den Grenzkuppelstellen spiegeln die geänderte Export- / Importsituation wider. Erhöhte Ost-West-Lastflüsse haben insbesondere an den Grenzen Deutschland-Tschechien und Deutschland-Österreich bereits zu Eingriffen der Übertragungsnetzbetreiber geführt. Im Zeitraum vom 19. bis 21.03. hat der tschechische Übertragungsnetzbetreiber CEPS Sonderschaltmaßnahmen an der Kuppelleitung Etzenricht-Hradec an der Grenze zur Bayern durchführen müssen, da andernfalls eine Verletzung des (n-1)-Sicherheitskriteriums gedroht hätte. Im Zeitraum vom 18.03. bis 24.03. wurden von Tennet und dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber APG mehrfach Sonderschaltmaßnahmen durchgeführt, um ebenfalls drohenden Verletzungen des (n-1) –Sicherheitskriteriums vorzubeugen. An den Grenzkuppelstellen in die anderen Nachbarländer haben die Übertragungsnetzbetreiber seit dem In-Kraft-Treten des Moratoriums nach Kenntnis der Bundesnetzagentur keine Sicherheitsmaßnahmen nach § 13 Abs 1 EnWG ergreifen müssen.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die bisherigen Veränderungen in den Häufigkeiten der Sicherheitseingriffe an den Grenzkuppelstellen nach § 13 Abs. 1 EnWG als nicht besonders problematisch geschildert. Auch nach erster Einschätzung der Bundesnetzagentur handelt es sich bei diesen Maßnahmen um keine außergewöhnlichen, Anlass zu starker Besorgnis gebenden Eingriffe. Gleichwohl ist jedoch die weitere Entwicklung der Häufigkeit von Sicherheitseingriffen nach § 13 Abs. 1 EnWG an den Grenzkuppelstellen aufmerksam zu beobachten. Denn bereits vor In-Kraft-Treten des Moratoriums, am 4./5. Februar, mussten grenzüberschreitende Kapazitäten in der Region Central-Western-Europe (CWE) dem Markt kurzfristig entzogen werden, bedingt durch hohe Lastflüsse in einer Starkwindphase. Einschränkungen des Stromhandels gehen über die gewöhnlichen Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 Abs.1 EnWG hinaus und sind nur dann zulässig, wenn die Übertragungsnetzbetreiber vorher alle anderen zur Verfügung stehenden Eingriffsmöglichkeiten nach § 13 Abs. 1 EnWG ausgeschöpft haben. Der kurzfristige Entzug grenzüberschreitender Kapazitäten wird im Verhältnis zwischen den europäischen Transportnetzbetreibern als letztes Mittel angesehen, drohenden Überlastsituationen entgegenzutreten, und ist auch aus rechtlicher Sicht problematisch. Derartige Einschränkungen des Stromhandels sind daher zu vermeiden.

Blindleistung

Bisher waren die seit Beginn des Moratoriums aufgetretenen Netzsituationen hinsichtlich der Spannungshaltung nach Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber operativ beherrschbar. Dies sei allerdings auch auf die in diesem Zeitraum moderate Windeinspeisung und netztechnisch günstige Solareinspeisung zurückzuführen.

Gemäß den Ausführungen der Übertragungsnetzbetreiber waren jedoch ursächlich auf das Moratorium zurückzuführende Eingriffe notwendig, bspw. musste TenneT Sonderzustände einführen.

Die Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke im Süden und im Raum Hamburg stellt aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber eine Herausforderung für die lokale Blindleistungsbilanz dar. Diese Einschätzung kann die Bundesnetzagentur nachvollziehen, obwohl die ihr bisher vorliegenden Informationen noch nicht ausreichen und als vorläufig zu bewerten sind. Als Blindleistungsquelle dienen vor allem Kraftwerke mit großen Synchrongeneratoren. Nach den moratoriums- bzw. revisionsbedingten Außerbetriebnahmen von Kraftwerken im Raum Hamburg werden seitens der Übertragungsnetzbetreiber Probleme mit der Spannungshaltung in diesem Netzgebiet zu lastschwachen Zeiten im Sommer erwartet. Mit der verfügbaren Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke Krümmel, Brunsbüttel und Unterweser verbleibe lediglich das Kernkraftwerk Brokdorf als einzige größere regelbare Blindleistungsquelle im Raum Hamburg. Mit dem geplanten Revisionsstillstand des Kernkraftwerks Brokdorf vom 11. bis 30. Juni 2011 seien deshalb Spannungsprobleme in diesem und im angrenzenden Netzgebiet aufgrund des Überschreitens der maximal zulässigen Isolationsspannung von 420 kV in Schwachlastzeiten in diesem und im angrenzenden Netzgebiet nicht ausschließen. Die Übertragungsnetzbetreiber analysieren derzeit diese Problematik genau und prüfen mögliche Maßnahme zur Abhilfe. Ob durch Zuschaltung großer Verbraucher die Netzlast erhöht und somit der Überspannungsproblematik entgegengetreten werden kann, kann von der Bundesnetzagentur gegenwärtig nicht gesagt werden. Fraglich ist allerdings, ob überhaupt Zuschaltpotenzial in der erforderlichen Größe vorhanden wäre.

Mehrfachfehler

Für den Zeitraum seit Umsetzung des Moratoriums ist dieses Thema nicht relevant gewesen.

Netzwartungen

Übertragungsnetzbetreiber berichten, dass vereinzelt bereits in den wenigen Tagen seit In-Kraft-Treten des Moratoriums einige seit langem geplante Wartungsarbeiten nicht zum vorgesehenen Zeitpunkt begonnen werden konnten bzw. sogar abgebrochen werden mussten. In anderen Fällen hätten für Wartungszwecke freigeschaltete Leitungen kurzfristig wieder zugeschaltet werden müssen, so dass die fälligen Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten nicht durchgeführt werden konnten.

In der Regelzone von Amprion musste z. B. am 19.03. die geplante Freischaltung der 220-kV-Leitungen Ensdorf-Nord und –Süd wegen der zu diesem Zeitpunkt hohen Importe aus Frankreich von 08:00 auf 12:00 Uhr verschoben werden. Des Weiteren ist nach Aussage von Amprion bereits heute abzusehen, dass geplante Erneuerungsmaßnahmen wie z. B. Geräteaustauschmaßnahmen in Umspannanlagen nicht zum geplanten Termin fertig gestellt werden können.

Insbesondere betroffen seien umfangreiche Arbeiten an dem im Raum Frankfurt an der Regelzonengrenze von Amprion zu TenneT gelegenen Umspannwerk Großkrotzenburg, welches ein zentraler Nord-Süd-Knotenpunkt im deutschen Übertragungsnetz ist. Die dort bereits laufenden Maßnahmen zum Umbau und zur Erneuerung wurden aus Gründen der Netz- und Systemsicherheit am 21.03.2011 abgebrochen. Ob und in wie weit die Arbeiten wiederaufgenommen werden können, ist derzeit Gegenstand von detaillierten Lastflussuntersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber und kann gegenwärtig nicht gesagt werden. In diesem Zusammenhang hat Amprion auch die zum 21.03.2011 geplante Freischaltung des Leitungsprovisoriums Frankfurt Südwest-Dettingen /Urberach verschoben.

In den Regelzonen von 50 Hz und EnBW mussten bisher noch keine Wartungsarbeiten verschoben werden.

Angesichts der bisher günstigen Witterungsbedingungen sei davon auszugehen, dass bei hohen Windstromeinspeisungen mit in Folge hohen Nord-Süd-Lastflüssen u. U. weitere Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten verschoben werden müssen oder nicht fristgerecht durchgeführt werden können.

Die Übertragungsnetzbetreiber untersuchen gerade innerhalb der AG „Netzeinsatzplanung“ (Vgl. auch Abschnitt 5.5), ob die geplanten Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten zu den bisher geplanten Zeitpunkten durchgeführt werden können. Gleichwohl

rechnen die Übertragungsnetzbetreiber bereits heute damit, dass geplante Wartungsarbeiten nicht zu den geplanten Terminen durchgeführt werden können. Detaillierte Aussagen, welche Wartungsarbeiten verschoben werden müssten, würden die gerade laufenden Untersuchungen ergeben.

Die Bundesnetzagentur rechnet damit, dass bei hohen Windstromeinspeisungen mit in Folge hohen Nord-Süd-Lastflüssen u. U. weitere Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten verschoben werden müssen oder nicht fristgerecht durchgeführt werden können. Denn bereits vor In-Kraft-Treten des Moratoriums war es teilweise schwierig, ausreichend Zeiträume mit hinreichend niedriger Netzauslastung zu finden, um einzelne Betriebsmittel zu Wartungszwecken außer Betrieb zu nehmen, ohne dabei den (n-1)-sicheren Netzbetrieb im Restnetz zu gefährden. Mit grundsätzlich zunehmender Netzauslastung wird dies zukünftig noch schwerer zu bewerkstelligen. Es folgt daraus eine Reduzierung der möglichen Zeitfenster für Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten. Im Extremfall müssen betrieblich eigentlich erforderliche Wartungsmaßnahmen im bestehenden Netz auf unbestimmte Zeit verschoben werden.

Geplante Netzausbaumaßnahmen

Neben dem Risiko weiterer Verzögerungen von geplanten Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten besteht auch die Gefahr einer nicht termingerechten Durchführung von Netzausbaumaßnahmen. Grund für derartige Verzögerungen sind die zur Durchführung der Maßnahmen bzw. der (probeweisen) Inbetriebnahme notwendigen Abschaltungen der bisher genutzten Betriebsmittel, wenn die Ausbaumaßnahmen auf bereits bestehenden Trassen erfolgen (Vgl. Abschnitt 2.5).

Amprion beispielsweise erwartet die termingerechte Durchführung bei nachfolgenden Projekten als besonders kritisch:

- Netzerweiterung im östlichen Ruhrgebiet;
- Netzerweiterung zw. Gersteinwerk und Pöppinghausen;
- Netzerweiterung im Bereich Hanekefähr-Gronau-Kusenhorst;
- Netzerweiterung in der Region Trier-Luxemburg-Saar;
- Netzerweiterung in der Region Westliches Rheinland;

- Erweiterung und Umstrukturierung des Netzes im westlichen Ruhrgebiet;
- Netzerweiterung Großgartach / Hoheneck;
- Netzerweiterung zur Kapazitätserhöhung der Nord-Süd-Achse zwischen Rommerskirchen und Neuenahr;
- Netzerweiterung in der Region Pfalz;

Die zeitliche Situation anderer Projekte wird derzeit bewertet. Konkrete Aussagen, welche Netzausbaumaßnahmen während der Dauer des Moratoriums verschoben werden müssen, ist Gegenstand einer umfangreichen Lastflussuntersuchung, die die Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam mit der FGH in Mannheim⁵ und dem IAEW in Aachen⁶ durchführen. Sobald deren Ergebnisse vorliegen, können genauere Aussagen auch für die anderen Übertragungsnetzbetreiber gemacht werden. Die Bundesnetzagentur rechnet jedoch damit, dass weitere Netzausbaumaßnahmen durch das Moratorium nicht wie geplant durchgeführt werden können.

Betroffen sein könnten insbesondere Maßnahmen, bei denen bestehende Leiterseile zur Erhöhung der Übertragungskapazitäten durch neue leistungsstärkere Leiterseile, ersetzt werden. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn aufgrund der veränderten Lastflusssituation auf die Übertragungskapazität in der bisherigen Form nicht mehr verzichtet werden kann. Eine Verzögerung jedoch auch nur weniger Netzausbau- oder Ertüchtigungsmaßnahmen muss angesichts der enormen Herausforderungen, die das Übertragungsnetz durch die Integration der Windenergie bewältigen muss, bereits als bedenklich eingestuft werden. Die mit dem Moratorium aufkommende stärkere Belastung der Nord-Süd- und Ost-West-Trassen verstärkt die Notwendigkeit, die zusätzlich geplanten neuen Netzausbautrassen jenseits der Trassen des bestehenden Übertragungsnetzes zeitnah zu realisieren.

⁵ Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., <http://www.fgh-ma.com/> .

⁶ Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen, http://www.iaew.rwth-aachen.de/cms/front_content.php .

4. Auswirkungen bei dauerhafter Abschaltung der 7+1 Kernkraftwerke

In diesem Abschnitt wird eine erste Prognose erstellt, die über den Zeitraum des Moratoriums hinaus geht und eine dauerhafte Abschaltung der 7+1 AKWs in ihren Konsequenzen auf die Netze in Ansätzen bewertet.

Lastflüsse

Infolge in der hohen und weiter gestiegenen installierten Windeinspeisung und der im Herbst/Winter vermehrt auftretenden Winderzeugungsspitzen werden sich bei fehlenden Einspeisungen durch Kernkraftwerke (speziell im Süden) höhere Nord-Süd-Lastflüsse ergeben.

Windenergie wird dabei nur „day ahead“ von den Übertragungsnetzbetreibern an der Börse angeboten. Da die regenerative Energie nicht zuverlässig, sondern dargebot-sabhängig an jedem Zeitpunkt des Jahres vorhanden ist, sei der Markt nach Meinung der Übertragungsnetzbetreiber gezwungen, seine offenen Positionen nicht am kurzfris-tigen Spotmarkt, an dem unter anderem die erneuerbaren Energien verkauft werden, sondern vornehmlich langfristig durch gesicherte Importe aus den Nachbarländern, insbesondere Frankreich, zu schließen. Dadurch würden zu den Nord-Süd Flüssen auch starke Importe aus Frankreich das Südnetz zusätzlich belasten. Dieses Lastfluss-verhalten stellt aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber eine erhöhte Gefahr für die Versorgungssicherheit in Europa dar. Eine derart pauschale Einschätzung seitens der Übertragungsnetzbetreiber kann die Bundesnetzagentur so nicht überprüfen und daher nicht teilen. Es fehlen Belege, die künftig aus den in Kapitel 5 diskutierten Arbeitsgrup-pen zu erbringen sind.

Blindleistung

Wie bereits erläutert, stellt die Außerbetriebnahme der Kernkraftwerke im Süden und im Raum Hamburg eine Herausforderung hinsichtlich der Spannungshaltung dar. Blindleistung muss physikalisch bedingt lokal zur Verfügung stehen. Als Blindlei-stungsquelle dienen vor allem konventionelle Kraftwerke. Da sich der Blindleistungsbe-darf bedingt durch die zunehmende Windstromeinspeisung im Norden Deutschlands und den damit einhergehenden wachsenden Nord-Süd-Lastflüssen auch im Laufe von 2011 voraussichtlich erhöhen wird und die Einspeisung aus den abgeschalteten KKWs

fehlt, sind besondere Vorkehrungen zur Deckung des Blindleistungsbedarfs zu treffen. Bei hohem Strombedarf im Winterhalbjahr, gepaart mit höheren Nord-Süd-Transiten sowie im Fall von störungs- oder revisionsbedingten Abschaltungen von Kraftwerken im Süden entsteht aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber das Risiko eines Spannungseinbruches.

Die resultierenden Probleme können – nach gegenwärtiger Einschätzung der Bundesnetzagentur - absehbar nur durch besondere Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber beherrschbar bleiben. Die Übertragungsnetzbetreiber werden Eingriffe in den rein marktorientierten Einsatz des Kraftwerksparks vornehmen müssen. Dies kann in Form von einem geänderten Verhältnis aus Wirk- und Blindleistung – was einzelne Übertragungsnetzbetreiber bisher noch nicht praktiziert haben – oder auch durch zusätzlich, rein aus Gründen der Netzsicherheit, anzufahrende Kraftwerke geschehen. Hierzu ist ein Zugriff auf die relevanten Kraftwerke durch die § 13 Abs. 1 oder 2 EnWG erlaubt. In welchem Umfang die Eingriffe erfolgen müssen, kann seitens der Bundesnetzagentur in Ermangelung ausreichender Daten noch nicht abgeschätzt werden.

Im Laufe von 2012 könnte aus Sicht der Bundesnetzagentur die Inbetriebnahme neuer konventioneller Kraftwerke Entlastung bei der Blindleistungsproblematik bewirken. Beispielsweise die bislang für das Frühjahr 2012⁷ geplante Inbetriebnahme des Steinkohlekraftwerkes RDK 8 in Karlsruhe (915 MW) oder des Kraftwerks Hamburg-Moorburg (1.520 MW) Ende 2012 werden dann zur Spannungshaltung in der jeweiligen Region beitragen. Eine schnellstmögliche Inbetriebnahme dieser Kraftwerke ist daher aus Netzsicht klar zu befürworten.

Ausländische Kraftwerke haben hinsichtlich der Blindleistung nur Auswirkungen auf das Randnetz an den Grenzen Deutschlands. Die Blindleistungskompensation der deutschen Kraftwerke kann dadurch nicht ersetzt werden. Jeder Übertragungsnetzbetreiber muss außerdem für eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz seines Netzes sorgen.

Die Übertragungsnetzbetreiber nutzen nach eigener Auskunft mittlerweile jedoch auch sog. Kondensatorbänke und Drosselspulen zur Bereitstellung von kapazitiver bzw. induktiver Blindleistung. Manche Maßnahmen in dieser Richtung wurden von einzelnen Übertragungsnetzbetreibern bereits eingeleitet und werden nun teilweise beschleunigt realisiert. Bei anderen Übertragungsnetzbetreibern wird die Notwendigkeit einer Be-

beschleunigung zurzeit geprüft. Amprion verweist auf die konkrete Untersuchung der Notwendigkeit, mittelfristig an weiteren Standorten benötigte Kondensatorbänke (z. B. Dauersberg, Weißenthurm, Urberach, Gundelfingen) und Spulen zeitlich vorzuziehen. TenneT versucht die Installation von Spulen und Kondensatoren maximal zu beschleunigen. Es wird jedoch von unterschiedlichen Liefer- und Montagezeiten in Höhe von 14 Monaten bis hin zu 3 Jahren gesprochen. In der Kürze der Zeit konnte die Bundesnetzagentur diese Aussagen durch Rücksprache mit den Herstellern nicht überprüfen. Die Bundesnetzagentur hält es für angebracht, die Beschaffung und Errichtung von technisch notwendigen Kondensatorbänken und Spulen oder Static Var Compensators (SVCs) so weit wie irgend möglich zu beschleunigen. Unnötige Verzögerungen müssen ausbleiben. Von Vorteil an dieser Stelle dürfte der ursprüngliche Ausstiegsbeschluss aus der Kernenergie sein, da die Übertragungsnetzbetreiber sich auf dieses Szenario u.a. durch eine geplante Beschaffung von Spulen und Kondensatorbänken sowie Static Var Compensators (SVCs) bereits vorbereitet hatten (Vgl. hierzu auch die DENA Netzstudie I von 2005). Bis 2012 wären die Reststrommengen des Großteils der 7+1 Kernkraftwerke gemäß dem alten Atomgesetz von 2002 nämlich erschöpft gewesen.⁸ Anträge gemäß § 23 ARegV auf die Genehmigung derartiger Investitionen wurden bereits an die Bundesnetzagentur gestellt und auch genehmigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen jedoch darauf hin, dass Kompensationsanlagen im Wesentlichen nur eine stützende Funktion für die lokale Netzspannung haben. Denn Kompensationsmaßnahmen würden lediglich das lokale „Symptom“ bekämpfen, könnten aber den erforderlichen massiven Netzausbau nicht ersetzen.

Kompensationsanlagen sind, wie bereits eingangs ausgeführt, nicht kontinuierlich regelbar. Im Falle der zur Kompensation des Blindleistungsbedarfs bei hohen Lastflüssen einsetzbaren Kondensatorbänke kommt erschwerend hinzu, dass deren verfügbare Blindleistung mit der anliegenden Spannung quadratisch abnimmt. Gerade hohe Lastflüsse führen jedoch zu Spannungsrückgängen, so dass die Kondensatorbänke bei hohen Lastflüssen – physikalisch bedingt – nur eingeschränkt wirken. Daher können Kompensationsanlagen – wie von den Übertragungsnetzbetreibern vorgetragen – im Wesentlichen nur eine stützende Funktion für die lokale Netzspannung haben. Im Falle von hohen Leistungsflüssen stellt der Netzausbau die weitaus wirksamere Abhilfe bei

⁷ Gemäß Internetveröffentlichung der EnBW Kraftwerke AG; laut aktueller Angaben der EnBW Transportnetze AG ist die kommerzielle Inbetriebnahme erst 2013 geplant.

⁸ Quelle : DENA: Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung), Annahmen, Ergebnisse und Schlussfolgerungen, Februar 2010, Berlin. Angesichts der Übertragbarkeit von Reststrommengen gab und gibt es keine exakt definierten Außerbetriebnahmezeitpunkte.

der Blindleistungsproblematik dar, da sich durch den Zubau von Leitungen die Stromflüsse auf mehr Stromkreise verteilen, und damit die Lastflüsse pro Leitung sowie den (induktive) Blindleistungsbedarf reduzieren. Gleichwohl benötigen auch ausgebaute Stromnetze gleichmäßig verteilte Blindleistungsquellen, aber in deutlich geringerem Umfang als nicht ausgebaute Netze.

Mehrfachfehler

Mögliche Mehrfachfehler und ihre denkbaren Auswirkungen werden im operativen Betrieb und bei der bedarfsgerechten Netzausbauplanung betrachtet. Angesichts der stetig steigenden Netzauslastung und genehmigungsbedingter Verzögerung des Netzausbaus besteht aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber jedoch in der Praxis keine Möglichkeit, den nicht auszuschließenden Fall von Mehrfachfehlern zu berücksichtigen, ohne das Tempo der Entwicklung der regenerativen Energieerzeugung dem Tempo der Netzentwicklung anzupassen (d.h. zu verlangsamen) oder den Energiemarkt massiv einzuschränken. Die derzeitige Abschaltung von 7+1 Kernkraftwerken verschärft diese Situation noch zusätzlich. Daher existiere bei vorhandenen gleichgerichteten weiträumigen Transportkorridoren infolge lastferner Erzeugung ein höheres Risiko kaskadierender und damit großflächiger überregionaler Auswirkungen bei außergewöhnlichen Fehlereignissen (Common-Mode, Sammelschiene), da bei Ausfall eines der Transportkorridore der Lastfluss auf andere ebenfalls bereits höher ausgelastete Leitungen verdrängt wird. Derartige Fehler in Deutschland würden dann potentiell Auswirkungen auf ganz Europa haben. Durch die fehlende Einspeisung der 7+1 Kernkraftwerke wird das deutsche Transportnetz in Hinblick auf Mehrfachfehler verwundbarer.

5. Weitere Maßnahmen, um negativen Auswirkungen der Abschaltung entgegenzutreten

5.1 Kurzfristige Maßnahmen

Nach Abschaltung der vom Moratorium erfassten Kernkraftwerke haben Übertragungsnetzbetreiber unmittelbar mit kurzfristig realisierbaren netztechnischen und marktbasierten Maßnahmen reagiert. Darüber hinaus sind gegebenenfalls weitere Maßnahmen erforderlich, um negativen Auswirkungen der Abschaltung entgegenzutreten.

Im Allgemeinen werden von den Netzbetreibern bei einer dauerhaften Abschaltung der Kernkraftwerke vermehrt Eingriffe in die Kraftwerksfahrweise erwartet. Dies liegt u. a. an der potentiellen Häufung von Engpasssituationen und der Notwendigkeit, regional ausreichend Blindleistung bereitzustellen. Da Blindleistung, wie bereits ausgeführt, nicht über große Distanzen transportiert werden kann, müssen gegebenenfalls regional verfügbare Reservekraftwerke angefahren werden.

Als weitere „Maßnahmen, die aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber umgehend ergriffen werden müssen oder sollten, um die Netzstabilität dauerhaft aufrechterhalten zu können“ werden von den Netzbetreibern folgende Aspekte genannt. Der Fokus liegt dabei auf Handlungsmöglichkeiten mit einer Umsetzungsfrist von wenigen Wochen bzw. Monaten, die zugleich „der Unterstützung des Gesetzgebers und/oder der Bundesnetzagentur bedürfen“:

- Kurzfristige Prüfung von Möglichkeiten zum Aufbau und zur Umsetzung von Anlagen zur Blindleistungskompensation und deren Realisierung;
- Kurzfristige Verpflichtung aller Kraftwerke mit Anschluss an das Übertragungsnetz bzw. mit signifikantem Einfluss auf das Übertragungsnetz, Redispatch auf Basis der aktuellen Musterverträge anzubieten. Die Frage einer angemessenen Kostenbewertung sei mit der Bundesnetzagentur gesondert zu erörtern.
- Freigabe von Kraftwerksrevisionsterminen durch den Übertragungsnetzbetreiber allein unter dem Aspekt der Netzsicherheit; hierbei weisen die Übertragungsnetzbetreiber auch auf mögliche zusätzliche Kosten, beispielsweise aus der zusätzlichen Vorhaltung von Revisionspersonal, hin. Allerdings seien Revisionsverschiebungen nur möglich, soweit nicht andere technische Gründe oder Sicherheitsas-

pekte dagegen sprächen. Weiterhin sei die Genehmigung der jeweiligen Aufsichtsbehörden erforderlich, die einen zeitlichen Vorlauf benötigten. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber liegt die letztendliche Entscheidung zur Verschiebung einer Kraftwerksrevision beim Kraftwerksbetreiber.

- Vermehrte Einbindung von Verteilnetzbetreibern
 - Blindleistungsaustausch;
 - Bei drohendem Spannungskollaps: Lastreduktion durch gezielte Spannungsabsenkung in den Verteilnetzen (Blockieren der Trafostufung für die Spannungsebenen 110 kV und Mittelspannung) bis hin zu lokalen Lastabschaltungen (die Bundesnetzagentur sieht dies allenfalls als ultima ratio an);
- Maßnahmen zur Verbesserung der Informationsbereitstellung von Kraftwerken und Verteilnetzbetreibern, um die Handlungsfähigkeit der Übertragungsnetzbetreiber gemäß §13 Abs. 2 EnWG zu gewährleisten:
 - Kurzfristige Informationsbereitstellung für Last- und Einspeiseprognosen aus unterlagerten Netzen (z.B. Register installierter Solar- und Windkraftwerke);
 - Kurzfristige Bereitstellung der aktualisierten KW-Fahrpläne;
 - Blockscharfe Information der Regelleistungsbereitstellung;
- Regelmäßige operative Prozesse zur Aufrechterhaltung der Netzsicherheit, die bereits installiert sind bzw. inzwischen eingeleitet wurden.
 - Wöchentliche Abstimmung über die erwartete Netzsituation mit den Übertragungsnetzbetreibern der benachbarten Länder für die Folgewoche;
 - Tägliche Abstimmung zur Bewertung der Netzsicherheit, Identifikation von Engpässen und Koordinierung von Gegenmaßnahmen mit den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der vortäglichen Betriebsplanung;
 - Tägliche koordinierte Bestimmung der Übertragungskapazitäten an den Grenzen in der CWE-Region im Rahmen des CWE ATC Market Coupling;
- Zusätzlich ergriffene Maßnahmen

- Kommunikation zu BMWi, BMU, Bundesnetzagentur, ENTSO-E und direkt angeschlossenen Verteilungsnetzbetreibern;
- Klärung der Anpassung der Studien zur Mindesterzeugung in Deutschland (in Abstimmung mit Bundesnetzagentur) und zum Mindestkraftwerkspark bei Hitze / Niedrigwasser in der Regelzone EnBW;
- Nochmals erhöhte Aufmerksamkeit der Betriebsplaner und der Systemführer in der Vortagesplanung und im operativen Betrieb;

Die Bundesnetzagentur bewertet die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen nach vorläufiger Prüfung überwiegend als geeignet, möglichen Engpässen zu begegnen. Sie steht den Übertragungsnetzbetreibern für Diskussionen zur Verfügung und bietet Unterstützung bzw. Moderationshilfe an, insbesondere bezüglich der Verhandlungen mit Kraftwerksbetreibern vor dem Hintergrund möglicher Eingriffe in die Kraftwerksfahrpläne. Eine umfassende Analyse der Potenziale einzelner Maßnahmen war auf Basis der pauschalen Ausführungen jedoch nicht möglich.

Neben den von den Übertragungsnetzbetreibern benannten Maßnahmen, die umgehend für den Erhalt der Netzstabilität umgesetzt werden müssen, weisen die Übertragungsnetzbetreiber im Fragenkatalog auch auf verschiedene Maßnahmen und Handlungen hin, „die aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber unbedingt unterlassen werden sollen, um eine weitere Verschärfung der Problematik zu vermeiden“.

Grundsätzlich führen die Übertragungsnetzbetreiber dabei aus, dass jede weitere von den Übertragungsnetzbetreibern nicht beeinflussbare und mit ihnen nicht abgestimmte Maßnahme oder Handlung zu einer unmittelbaren Gefährdung der Systemsicherheit des Übertragungsnetzes mit weitreichenden Auswirkungen für die Energieversorgung in Europa führen könne. Insbesondere die Außerbetriebnahme von weiteren Kraftwerken oder außerplanmäßige Freischaltung von Netzelementen in den Haupttransporttrassen in Deutschland, aber auch im unmittelbar benachbarten Ausland, könnte die Situation dramatisch verschärfen. Beispiele dafür sind:

- Unabgestimmte Verschiebung von Kraftwerksrevisionen;
- Unabgestimmte Verschiebung oder Vornahme von Netzarbeiten in benachbarten Übertragungsnetzen;
- Unabgestimmter Mehrbezug von Blindleistung durch Netzkunden;

Vor Ergreifen weiterer derart eingreifender Maßnahmen bzw. Handlungen sollten zur Gewährleistung der Systemstabilität daher die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber konsultiert werden.

Auch die Bundesnetzagentur rät von weiteren unabgestimmten Eingriffen bzw. Handlungen mit Relevanz für die Netzstabilität ab. Angesichts der derzeit vorliegenden Sondersituation besteht umfassender Abstimmungsbedarf mit den Übertragungsnetzbetreibern.

5.2 Netzausbau

Nach heutiger Einschätzung wird von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber, bedingt durch die hohe Netzlast in Folge des Moratoriums, für eine Reihe von Netzausbaumaßnahmen ein erhöhtes Risiko bezüglich einer termingerechten Durchführung erwartet.

Es entsteht die paradoxe Situation, dass durch das Moratorium ein Mehr an Transportkapazitäten noch dringender als zuvor erforderlich wird und gleichzeitig gewisse Umbaumaßnahmen aufgrund der erhöhten Netzbelastung nicht durchgeführt werden können. Damit werden „Greenfield“-Projekte auf neuen Trassen, die auch bei hoher Netzlast gebaut werden können, umso dringlicher. Zu Letztgenannten gehört ein Großteil der Elemente des Bedarfplans des EnLAG.

Der durch das Moratorium verursachte „Stresstest“ macht umso mehr klar, dass der Netzausbau auf der Übertragungsebene unabdingbar und dringend erforderlich ist.

50HzT nennt als konkrete Maßnahme die Errichtung und Inbetriebnahme der „Nordleitung“ Schwerin-Hamburg, macht damit u.a. die kurzfristige Erlangung des Baurechts für den Abschnitt der Leitung in Schleswig-Holstein als Maßnahme im Bereich des Netzausbaus geltend.

Darüber hinaus werden von den Übertragungsnetzbetreibern Maßnahmen zur generellen Beschleunigung von Genehmigungsverfahren für Leitungsneubauten angeregt.

Im Hinblick auf die Regulierung erwarten die Übertragungsnetzbetreiber eine „unbürokratische“ Handhabung der bereits eingereichten oder noch einzureichenden Anträge auf Genehmigung von Investitionsbudgets durch die Bundesnetzagentur. Diesen Aspekt sieht die Bundesnetzagentur als lösbare Aufgabe an.

Die Bundesnetzagentur unterstützt einen beschleunigten Netzausbau bzw. Anpassungen an den bestehenden Projekten im Rahmen ihrer Handlungsmöglichkeiten. Insbesondere eine mögliche Beschleunigung von Genehmigungsverfahren kann positiv auf die Umsetzungsgeschwindigkeit wirken. Die Qualität der Genehmigungsverfahren und die Einbindung betroffener Gruppierungen darf hierunter jedoch nicht leiden.

5.3 Sonstiges

Der grundsätzlich gegebenenfalls vorherrschenden Kapazitätsknappheit kann auch – sofern vorhanden – durch Mobilisierung der sog. „Kaltreserve“ entgegengewirkt werden. Unter dem Begriff „Kraftwerke in Kaltreserve“ verstehen die Übertragungsnetzbetreiber solche Kraftwerke, die sich in einem Konservierungszustand befinden und nur durch umfangreiche Vorbereitungen und ausreichend Vorlauf (mehrere Monate) wieder in Betrieb zu nehmen sind. Das Kraftwerksanschlussregister gemäß KraftNAV lässt allerdings keinen ausreichenden Rückschluss auf Kraftwerke in Kaltreserve zu. Es finden sich dort etwa 1.250 MW an vorübergehend stillgelegten Kraftwerken, die gegebenenfalls wieder aktiviert werden könnten.

Die Übertragungsnetzbetreiber verschaffen sich derzeit durch Nachfrage bei den Kraftwerksbetreibern einen umfassenden Überblick über Kraftwerke, die sich in Kaltreserve befinden. Die Übertragungsnetzbetreiber müssten aus Sicht der Bundesnetzagentur das Recht haben, die Kraftwerksbetreiber anzuweisen, derartige Kraftwerke zu reaktivieren. Die Übertragungsnetzbetreiber bezweifeln, ob ihnen dazu eine rechtliche Handhabe zur Verfügung steht; dennoch werden sie umgehend Gespräche mit den Kraftwerksbetreibern aufnehmen mit dem Ziel, Blöcke zu identifizieren, die aus Gründen der Netzsicherheit gegebenenfalls angefahren werden können.

Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber sind darüber hinaus perspektivisch die Notwendigkeit geeigneter Allokationssignale für eine lastnahe Positionierung von Erzeugungsanlagen und die Angemessenheit des (n-1)-Kriteriums zur Beurteilung der Netzsicherheit angesichts deutlich gesteigener Transportanforderungen zu diskutieren. Die Übertragungsnetzbetreiber nennen hier eine Ausweitung von (n-1) mittels eines Risikoaufschlags in Bezug auf die Störweite von Mehrfachfehlern.

Wenn die (n-1)-Sicherheit als Grundpfeiler der Netzausbauplanung und des Netzbetriebs aufgrund der stark veränderten Netzauslastung in Deutschland insbesondere im Hinblick auf die Folgen von Mehrfachfehlern in gewissen Situationen nicht ausreicht,

müssen aus Sicht der Bundesnetzagentur Alternativkonzepte entwickelt und angewendet werden. Der Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber, ökonomische Anreize zur lastnäheren Errichtung von neuen Kraftwerken zu setzen, ist aus Sicht der Bundesnetzagentur zu prüfen. Denn bei einer dauerhaften Abschaltung der 7+1 KKW's und beobachtbaren Allokationsschwerpunkten im Raum Rhein-Ruhr und in Küstennähe würden die innerdeutschen Transite zunehmen und im Süden Blindleistungsquellen fehlen. Allokationssignale für Kraftwerksstandorte im Süden würden den Netzausbau bedarf reduzieren und zu einer lokal ausgewogenen Blindleistungsbilanz beitragen. Allerdings ist zu bedenken, dass Anreize zur Allokation von Kraftwerken nur mittel- bis langfristig wirken, Kurzfristig schaffen Allokationssignale wegen der langen Planungs- und Errichtungszeiträumen von Kraftwerken keine Abhilfe. Ferner ist die Wirkung von Allokationssignalen in Bezug auf dargebotsabhängige Erzeugungsarten sehr begrenzt. Insofern wäre eine Ausweitung geeigneter Standortflächen im Süden der sinnvollere Weg. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass die Entwicklung von Anreizen zur Allokation von Kraftwerken eine komplexe Aufgabe ist, bei der das Risiko von Fehlentwicklungen nicht ausgeschlossen werden kann. Daher wäre sehr sorgfältig im Vorhinein zu analysieren, ob mit Anreizen zur Allokation von Kraftwerken die erhoffte Steuerungswirkung auch erzielt werden kann.

5.4 Exkurs: Rechtlicher Rahmen zur Gewährleistung der Systemsicherheit

Die Wahrung einer sicheren Stromversorgung gehört zu den zentralen Zielen des Energiewirtschaftsgesetzes (§ 1 Abs. 1 EnWG).

Für die Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Gesamtsystems der Elektrizitätsversorgung sind die Übertragungsnetzbetreiber innerhalb ihrer jeweiligen Regelzone verantwortlich (§§ 12, 13 EnWG). Die Verteilnetzbetreiber unterstützen sie dabei und tragen für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem eigenen Netz ebenfalls Verantwortung (§ 14 Abs. 1 und 1a EnWG). Viele unterschiedliche Akteure (Erzeuger, Händler, Letztverbraucher und Netzbetreiber) wirken zeitgleich auf die Stabilität des Gesamtsystems ein. Die Übertragungsnetzbetreiber sollen aufgrund ihres Überblicks und der zentralen technischen Einwirkungsmöglichkeiten Störungen möglichst frühzeitig vorbeugen und im Fall ihres Eintritts beheben.

Durch die rechtzeitige Erfüllung der Pflichten zum bedarfsgerechten Netzausbau und zur Netzoptimierung (§ 11 Abs. 1, § 12 Abs. 3 EnWG, § 9 EEG, § 4 Abs. 6 KWModG) können Gefährdungen der Systemsicherheit von vornherein vermieden werden. Der

Netzausbau ist daher für die Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien und für erhöhte Transportbedarfe infolge der Abschaltungen von Kernkraftwerken von zentraler Bedeutung.

Kommt es zu einer Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems, kommen grundsätzlich folgende Maßnahmen des systemverantwortlichen Netzbetreibers in Betracht, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit wiederherzustellen.

Unter den Voraussetzungen des § 13 EnWG sind Übertragungsnetzbetreiber und in Verbindung mit § 14 EnWG auch Verteilernetzbetreiber berechtigt und verpflichtet,

- netz- und marktbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 und 2 EnWG) sowie
- Anpassungsmaßnahmen (§ 13 Abs. 2 EnWG)

durchzuführen. Bei der Durchführung von marktbezogenen Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG hat der Netzbetreiber die betroffenen Anlagenbetreiber aufgrund zuvor getroffener vertraglicher Vereinbarungen in der Regel zu vergüten. Kosten, die dem Netzbetreiber dabei beispielsweise für Redispatchmaßnahmen oder für den Einsatz von Regelleistung entstehen, kann er grundsätzlich im Rahmen der Systemdienstleistungen bei den Netzentgelten in Ansatz bringen. Die Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG hingegen kann der Netzbetreiber einseitig – auch gegen den Willen der Betroffenen – und nach Maßgabe des § 13 Abs. 4 EnWG entschädigungslos ergreifen. Im Rahmen von Anpassungsmaßnahmen sind die Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen in ihren Regelzonen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen. Beispielsweise kann eine Anpassung der Stromeinspeisung aus Erzeugungsanlagen grundsätzlich sowohl die Reduzierung als auch die Steigerung der Stromeinspeisung umfassen.

Der Wortlaut des § 13 Abs. 2 EnWG stellt auf Stromeinspeisungen ab, die Gegenstand der Anpassungsmaßnahme sein können. Nach Sinn und Zweck der Vorschrift dürften aber auch betriebsbereite Kraftwerke, die noch nicht oder demnächst nicht mehr einspeisen wollen, Adressaten von Anpassungsmaßnahmen sein können. Sollten die Kraftwerksbetreiber sich dieser Auslegung des bestehenden Rechts verschließen, sind kurzfristige Gesetzesänderungen notwendig.

Nicht juristisch untersucht wurde bisher die Frage, ob es vergleichbare Befugnisse gegenüber von Kraftwerken gibt, die sich nicht in betriebsbereitem Zustand, in der so genannten Kaltreserve, befinden. Hier wird das juristische „Eis dünner“. Vor einer Diskussion über neue gesetzliche Rechtsgrundlagen sollte zunächst die Notwendigkeit von Zwangsmaßnahmen untersucht werden.

Unter den Voraussetzungen des § 11 Abs. 1 EEG kann der Netzbetreiber EE-, KWK- und Grubengasanlagen mit einer Leistung von über 100 Kilowatt einseitig – auch gegen den Willen der Anlagenbetreiber – regeln. Gemäß § 12 Abs. 1 EEG ist der Netzbetreiber verpflichtet, die von diesen Regelungsmaßnahmen betroffenen EE-, KWK- und Grubengasanlagenbetreiber zu entschädigen. Die Entschädigungszahlungen können gemäß § 12 Abs. 2 EEG bei den Netzentgelten in Ansatz gebracht werden, soweit die Maßnahmen erforderlich (insbesondere nach § 11 Abs. 1 EEG, aber auch im Verhältnis zu anderen Maßnahmen) waren und der Netzbetreiber sie nicht zu vertreten hat. Zu vertreten hat er sie insbesondere, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat.

Gemäß § 8 Abs. 3 EEG können Netzbetreiber Anlagenbetreiber zur besseren Integration der Anlagen ausnahmsweise vereinbaren, vom Abnahmevorrang zugunsten von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas abzuweichen. Gemäß § 15 Abs. 1 EEG können die durch diese Vereinbarung entstandenen Kosten des Netzbetreibers bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz gebracht werden. Die Kosten unterliegen dabei gemäß § 15 Abs. 2 EEG der Prüfung auf Effizienz durch die Regulierungsbehörde nach Maßgabe der Vorschriften des EnWG.

Da in der Praxis zum Teil erhebliche Unsicherheiten bestehen, in welcher Rangfolge diese Maßnahmen zu ergreifen und insbesondere welche Erzeugungsanlagen wann und zu welcher Vergütung oder Entschädigung zu drosseln oder abzuschalten sind, wird die Bundesnetzagentur in Kürze in einem „Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement“ konkrete Auslegungshinweise zu diesen Fragen veröffentlichen.

5.5 Weitergehender Untersuchungsbedarf

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihren Antwortschreiben durchgängig darauf hingewiesen, dass verschiedene Analysen und Untersuchungen noch andauern. Die an die Bundesnetzagentur übertragenen Ergebnisse und Aussagen sind insofern als

Zwischenstand zu werten. Zentrale erste Ergebnisse der von den Netzbetreibern eingesetzten Arbeitsgruppen zu „Systembetrieb“ und „Netzeinsatzplanung“ sind insofern bislang eine vorläufige Bewertung der Konsequenzen aus der Abschaltung der Kernkraftwerke auf die Systemsicherheit sowie eine Übersicht der erwarteten Kraftwerksrevisionen und Netzfreeschaltungen.

Vor dem Moratorium existierte der in Tabelle 4 zusammengefasst Zeitplan für Kraftwerksrevisionen bis zum Juni 2011.

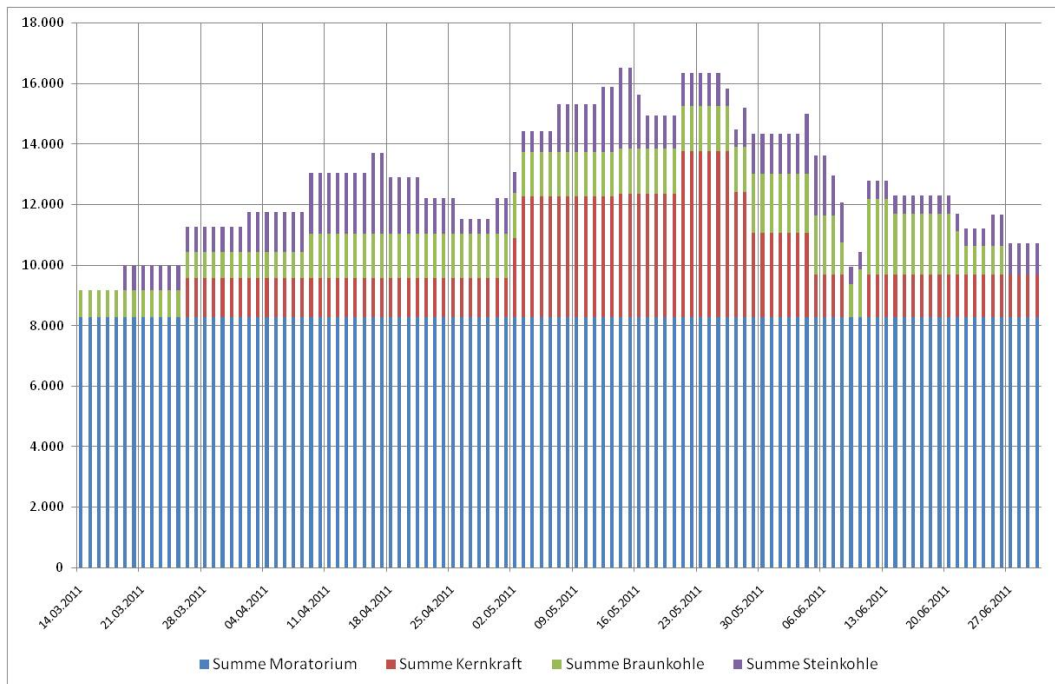
Tabelle 4: Revisions- und moratoriumsbedingte planbare nichtverfügbare Kraftwerksleistung (Einheiten ≥ 450 MW)

Laufende Nr.	Kraftwerk	Leistung	Primärenergie	Beginn	Ende	Regelzone
1	Philippsburg / KKP Block 1	890	KK	Moratorium		EnBW TNG
2	KW Biblis / Block A	1.167	KK	Moratorium		Amprion
3	KW Biblis / Block B	1.240	KK	Moratorium		Amprion
4	Unterweser	1.345	KK	Moratorium		TenneT D
5	Neckarwestheim / GKN Block 1	645	KK	Moratorium		EnBW TNG
6	Isar / Block 1	878	KK	Moratorium		TenneT D
7	KKW Krümmel	1.345	KK	Moratorium		TenneT D
8	Brunsbüttel	771	KK	Moratorium		TenneT D
9	Lippendorf / Block R	890	BRK	05.03.2011	07.06.2011	50HzT
10	KW Heilbronn / Block 7	812	STK	19.03.2011	17.04.2011	EnBW TNG
11	Grafenrheinfeld / Block 1	1.275	KK	26.03.2011	13.05.2011	TenneT D
12	Rostock / Block A	490	STK	02.04.2011	01.05.2011	50HzT
13	KW Niederaußem / Block G	591	BRK	09.04.2011	20.06.2011	Amprion
14	KW Voerde / Block A	694	STK	09.04.2011	25.04.2011	Amprion
15	KW Scholven / Block F	676	STK	16.04.2011	21.04.2011	Amprion
16	KW Voerde / Block B	694	STK	30.04.2011	16.05.2011	Amprion
17	KW Gundremmingen / Block B	1.345	KK	02.05.2011	26.05.2011	Amprion
18	Grohnde	1.360	KK	03.05.2011	28.05.2011	TenneT D
19	Heyden	875	STK	07.05.2011	15.05.2011	TenneT D
20	KW Gersteinwerk / Block K2	588	STK	12.05.2011	15.07.2011	Amprion
21	Philippsburg / KKP Block 2	1.379	KK	14.05.2011	04.06.2011	EnBW TNG
22	Staudinger / Block 5	510	STK	14.05.2011	25.05.2011	TenneT D
23	KW KKE / Block A	1.400	KK	21.05.2011	08.06.2011	Amprion
24	KW Ibbenbüren / Block B	709	STK	28.05.2011	08.06.2011	Amprion
25	Boxberg / Block N	489	BRK	29.05.2011	13.06.2011	50HzT
26	KW Scholven / Block F	676	STK	04.06.2011	06.06.2011	Amprion
27	Jänschwalde / Block B	490	BRK	10.06.2011	21.06.2011	50HzT
28	Brokdorf	1.410	KK	11.06.2011	30.06.2011	TenneT D
29	Lippendorf / Block S	890	BRK	11.06.2011	26.06.2011	50HzT
30	KW Zolling	450	STK	25.06.2011	03.10.2011	TenneT D

Quelle: 50 Hz, Amprion, EnBW, TenneT, Unterlagen zum Gespräch bei der Bundesnetzagentur vom 28.03.2011.

In der graphischen Veranschaulichung aus Abbildung 8 wird deutlich, dass revisions- und moratoriumsbedingte planbare nichtverfügbare Kraftwerksleistung im Mai 2011 ihr Maximum erreichen.

Abbildung 8: Revisions- und moratoriumsbedingte planbare nichtverfügbare Kraftwerksleistung (Einheiten ≥ 450 MW)



Quelle: 50 Hz, Amprion, EnBW, TenneT, Unterlagen zum Gespräch bei der Bundesnetzagentur vom 28.03.2011.

Dieser Zeitplan muss aus Sicht der Bundesnetzagentur genau untersucht und eventuell umgestaltet werden. Beispielsweise wird die Netzsituation durch eine Nichtverfügbarkeit von ca. 16.000 MW bei Kraftwerksblöcken größer als 450 MW Mitte bis Ende Mai gegenüber heute weiter verschlechtert. Zusätzliche Kraftwerke im Süden wie die Kernkraftwerke Grundremmingen B und Phillipsburg 2 sollen dann vom Netz. Detaillierte Analysen hierzu müssen von den Übertragungsnetzbetreibern erbracht werden. Die Angelegenheit wird dadurch erschwert, dass im Falle von Brennelementewechseln in Kernkraftwerken eine Revision nur sehr schwer bis gar nicht zu verschieben ist. Es ist daher zu prüfen, ob Brennelementewechsel z. B. durch Teillastbetrieb später durchgeführt werden können.

Analysen in den Arbeitsgruppen

Innerhalb der Arbeitsgruppe „Systembetrieb“ wurden Analysen zur Bewertung der Netzsicherheit (hier vor allem unter den Aspekten der Spannungshaltung und Einhaltung des (n-1)-Kriteriums) vorgenommen. Weiterhin wurden gegebenenfalls notwendige Verschiebungen von Netzinzustandhaltungen, Baumaßnahmen und Kraftwerksrevisionen untersucht. Ergebnisse der Arbeitsgruppe „Systembetrieb“ waren gemäß den

Berichten der Übertragungsnetzbetreiber für die 14. KW angekündigt, liegen aber derzeit noch nicht vor. Die Bundesnetzagentur wird sich diese Ergebnisse umgehend vorlegen lassen und klären, ob sie Anlass für eine Neubewertung der hier dargestellten vorläufigen Aussagen geben.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben für das Vorgehen in der Arbeitsgruppe „Systembetrieb“ die folgenden Inhalte an:

- Analyse der erwarteten Netzsituation für die Dauer des Moratoriums. Für die Netzanalyse werden fünf als repräsentativ erachtete Basisszenarien (Werktage, Wochenende, extreme Schwachlast zu Pfingsten) bei gleichzeitiger Berücksichtigung unterschiedlicher Einspeisungen aus erneuerbaren Energien betrachtet. In den Szenarien würden alle wichtigen Nichtverfügbarkeiten berücksichtigt, somit auch die Revision von sechs weiteren Kernkraftwerken während des Zeitraums des Moratoriums. Dabei werde auch die Nichtverfügbarkeit der für die Systemsicherheit relevanten ausländischen Kraftwerke und Übertragungsleitungen, insbesondere im grenznahen Bereich betrachtet. Alle Szenarien würden zum Vergleich auch „ohne Moratorium“ unter Berücksichtigung der bekannten Revisionsplanung gerechnet.
- Der Fokus der Ergebnisanalyse sei auf die Netzsicherheit sowie auf das Spannungsverhalten und die den regionalen Blindleistungshaushalt gerichtet. Hierbei werde zunächst ein „optimal flow“ angenommen, d.h. ein „technisch optimaler Lastfluss“, der in einem liberalisierten Markt jedoch nur durch rigorose Eingriffe Markteingriffe auf der Erzeugerseite sichergestellt werden könne. Bedingt durch die nicht an physikalisch-technischen Kriterien ausgerichtete Einspeisung von Energie (aus konventionellen wie regenerativen Quellen) stelle sich der „optimal flow“ jedoch in der Regel nicht ein.

Die Arbeitsgruppe „Netzeinsatzplanung“ befasst sich mit gegebenenfalls notwendigen Überarbeitungen geplanter Netzabschaltungen und Kraftwerksrevisionen für das laufende Jahr 2011. Insbesondere wird hier auf die Ergebnisse der Arbeitsgruppe Systembetrieb zurückgegriffen. Von den Netzbetreibern in den Antworten auf den Fragenkatalog genannte Arbeitsschritte der AG „Netzeinsatzplanung“ sind:

- Erneute Abfrage der Kraftwerksrevisionsplanungen bei den Kraftwerksbetreibern in den deutschen Übertragungsnetzen über den Zeitraum des Moratoriums hinaus;

- Gegenseitiger Austausch aktualisierter Kraftwerksrevisionsdaten in Deutschland und mit den Übertragungsnetzbetreibern des benachbarten Auslands (insbesondere grenznahe Kraftwerke);
- Koordination und gegebenenfalls Anpassung der Freischaltplanungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber unter Berücksichtigung der aktuellen Szenarien und Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern des benachbarten Auslands;
- eventuell Aussetzen geplanter Abschaltungen von Netzelementen und Kraftwerken, wenn diese unter den neuen Rahmenbedingungen als kritisch einzustufen sind;
- Wöchentliches telefonisches Abstimmungsgespräch zwischen den jeweiligen Freischaltexperten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber über eine Telefonkonferenz;
- Verstärkter Informationsaustausch und Abstimmung der Freischaltungen mit den Übertragungsnetzbetreibern des benachbarten Auslands; Hinweis darauf, dass die nachträgliche Veränderung von Freischaltungen durch den liberalisierten EU-Energiemarkt sehr begrenzt sei;

Die Jahresplanung von April bis Juni wird von den Arbeitsgruppen auf Basis „individueller Rechnungen“ vorgenommen, wobei sich die Netzbetreiber regelmäßig über die Zwischenergebnisse unterrichten. Ab der 14. KW planen die Übertragungsnetzbetreiber, mit der Auswertung der ermittelten Zwischenergebnisse und Identifikation erforderlicher Maßnahmen zu beginnen - hier insbesondere vor dem Hintergrund der Überarbeitung der Jahresabschaltplanung für die Dauer des Moratoriums. Auch über diese Untersuchungen wird sich die Bundesnetzagentur umgehend berichten lassen.

Untersuchungen mit einem längerfristigen Betrachtungszeitraum über das Moratorium hinaus werden erst nachrangig angestellt. Hiermit planen die Übertragungsnetzbetreiber zu beginnen, sobald die als „akut“ erachteten, kurzfristigeren Szenarien berechnet und ausgewertet sind.

Untersuchungsbedarf bei dauerhafter Abschaltung

Vor dem Hintergrund einer möglicherweise dauerhaften Abschaltung der Kernkraftwerke über den Zeitraum des Moratoriums hinaus werden die Netzbetreiber weitere Analysen zur Evaluierung der Netz- bzw. Systemsicherheit vornehmen. Hierbei steht insbesondere der Zeitraum Herbst/Winter des Jahres 2011 im Fokus. Entsprechende Analysen werden im Anschluss an die Untersuchung der Auswirkungen aus dem Zeitraum des Moratoriums angestoßen. Mit Ergebnissen sei ab Mitte Mai 2011 zu rechnen.

Es wird darauf hingewiesen, dass für die Analyse unter der Maßgabe einer dauerhaften Abschaltung im Anschluss an das Moratorium europäische Partner einzubeziehen sind. Bei der Analyse verschiedener Erzeugungsszenarien seien insbesondere besondere Lastflusssituationen (u.a. im Winterhalbjahr erhöhte Einspeisung von Strom aus Windkraftanlagen, im Januar ausbleibende Windeinspeisung bei gleichzeitig hohem Importbedarf aus Frankreich, im Sommerhalbjahr Hitzeperioden mit hoher Lastabnahme, geringem Windaufkommen und eingeschränkter Kraftwerksverfügbarkeit) zu berücksichtigen.

Die Analyse der Auswirkungen einer möglichen dauerhaften Abschaltung für den Zeitraum ab 2012 würde im Rahmen der regulären betriebsplanerischen Prozesse umgesetzt.

Wesentliche Untersuchungsaspekte bei dauerhafter Abschaltung sind:

- Netzplanerische Analyse notwendiger Anpassungen am Netz, um die Netzinfrastruktur an den geänderten Erzeugungspark anzupassen (wesentliche Aspekte sind hierbei wiederum Lastfluss, Kurzschluss und Stabilität);
- Berücksichtigung der Frage, welche Infrastrukturmaßnahmen zusätzlich oder alternativ zu den ohnehin bereits bestehenden geplanten Maßnahmen gegebenenfalls auch beschleunigt umzusetzen sind;
- Prüfung kurzfristiger Maßnahmen um einen „Spannungskollaps“ zu vermeiden;

Maßnahmen für den Fall weiterer Kraftwerksabschaltungen

Die Übertragungsnetzbetreiber erachten durchgängig bereits die Abschaltung der vom Moratorium erfassten Kraftwerke als Belastung für die Netzsicherheit. Bei weiteren, darüber hinausgehenden Abschaltungen seien erhebliche Auswirkungen auf die Netze und die Systemsicherheit zu befürchten. Hierbei werden explizit auch Versorgungsun-

terbrechungen mit grenzüberschreitender Wirkung genannt. Auch wenn dies den „worst case“ darstellen würde, rät die Bundesnetzagentur, keine weiteren ungeplanten Schritte zu unternehmen. Insbesondere bei einer Ausdehnung von Versorgungsunterbrechungen in das europäische Ausland ist eine Forderung nach Schadenersatz nicht ausgeschlossen. Ob diese Forderung zu Recht erhoben werden würde, ist zu einem späteren Zeitpunkt zu prüfen

Vor diesem Hintergrund werden die Netzbetreiber analysieren, ob und in welchem Umfang Kraftwerkskapazität aus dem Ausland sowie entsprechende Transportkapazitäten zur Deckung einer Kapazitätslücke in Deutschland verfügbar sind. Ausgehend von dieser Basis seien weitere netzplanerische Untersuchungen der Versorgungs- und Systemsicherheit erforderlich.

Insbesondere weisen die Übertragungsnetzbetreiber auf folgende weitere Untersuchungsgegenstände hin:

- Sicherstellung eines hinreichenden Angebotes an Regelleistung (Sekundärleistung und Minutenreserve) i.H.v. +/- 4500 MW; Hinweis auf eine mögliche Nutzungskonkurrenz im Rahmen der Bereitstellung von „Verbrauchslast“;
- Mögliche Liquiditätsengpässe bei der Bereitstellung positiver Regelleistung unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die für die Bereitstellung positiver Regelleistung eingesetzten Kraftwerke nur eingeschränkt in Redispatch-Vorgänge einbezogen werden könnten;
- Analyse der Auswirkung der Nichtverfügbarkeit von Kernkraftwerkskapazitäten auf Verzögerungen des bereits geplanten Netzausbaus sowie das Erfordernis von zusätzlichen Netzinvestitionen für den absehbar steigenden Transportbedarf;
- Bewertung der Auswirkung auf die Höhe der Kosten des Redispatch
- Ohne konkrete Angaben zu weiteren möglichen Abschaltungen hinsichtlich Ort und Zeitpunkt seien eingehendere Aussagen nicht möglich;

Die Bundesnetzagentur befürwortet dringlich die Weiterführung und Beschleunigung weitergehender Untersuchungen durch die Übertragungsnetzbetreiber.

6. Erzeugungskapazitäten zur Lastdeckung

Bedingt durch das Moratorium entfallen etwa 6.500 MW Kraftwerksleistung aus dem Erzeugungspark, die überwiegend für die Bereitstellung von Grundlast eingesetzt wurden. Die Kraftwerke Krümmel und Brunsbüttel mit einer Gesamtnettoleistung von etwas mehr als 2.000 MW wären auch unabhängig vom Moratorium in den kommenden Monaten vom Netz getrennt geblieben. Die Kapazität des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld wird nach Abschluss des Brennelementewechsels und der planmäßigen Anlagenrevision Mitte bis Ende Mai 2011 mittelfristig wieder zur Verfügung stehen.

6.1 Haben wir genug Erzeugungskapazitäten in Deutschland?

Bei der folgenden Analyse der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit in Deutschland wird untersucht, ob zu jedem Zeitpunkt ausreichend gesicherte Erzeugungslleistung im Inland zur Deckung der inländischen Last verfügbar ist.

Die Einschätzungen zur Entwicklung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit in Deutschland basieren auf dem „Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2011-2025“ von ENTSO-E (SO&AF 2011-2025). Der SO&AF 2011-2025 ist eine ex ante-Analyse, die auf Daten der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Zeitraum September bis Dezember 2010 basiert, und für Deutschland von einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke ausgeht. Zur Untersuchung der Auswirkungen des Moratoriums zur Nutzung von Kernkraftwerken wird in Ergänzung der Analysen von ENTSO-E eine Neubewertung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit im Sommerhalbjahr 2011 und im Winterhalbjahr 2011/12 durch den Übertragungsnetzbetreiber Amprion unter Annahme der Stilllegung der acht Kernkraftwerke des Moratoriums vorgenommen.

Langfristig sollte jedenfalls in dem Moment von einer hinreichenden Lastdeckung ausgegangen werden können, in dem sich die Abschaltungen wieder im Fahrplan des ursprünglichen Atomausstiegsgesetzes befinden. Auf diesen hatten sich Netzbetreiber, Händler und Kraftwerksinvestoren bereits eingestellt.

Entwicklung erzeugungsseitige Versorgungssicherheit in Deutschland gemäß „Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2011-2025“ von ENTSO-E und Neubewertung für Sommer 2011 / Winter 2011/12 durch Amprion

Der im Februar 2011 von ENTSO-E veröffentlichte SO&AF 2011-2025 analysiert auf Basis von drei verschiedenen Szenarien die künftige Entwicklung der Elektrizitätsversorgung auf europäischer Ebene im Zeitraum 2011 bis 2025. Dabei basiert der Bericht auf Daten der nationalen Übertragungsnetzbetreiber von September 2010, die im Dezember 2010 aktualisiert worden sind.

Dieser Bericht von ENTSO-E verfolgt drei Ziele:

- Analyse der Erzeugungs- und Lastentwicklung als Grundlage für den 10-Jahres Netz-Entwicklungsplan von ENTSO-E (voraussichtliche Veröffentlichung Juni 2012)
- Bewertung der Entwicklung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit im Zeitraum 2011-2025 für das gesamte ENTSO-E-Gebiet sowie sechs Regionen
- Bewertung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit für jedes einzelne Land

Methodik

Die Ermittlung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit basiert dabei auf den folgenden drei Szenarien:

- **Szenario EU 2020:**

Das Szenario EU 2020 leitet sich von der EU-Politik über den Klimawandel ab und basiert auf den in den Nationalen Aktionsplänen gesetzten Zielen über die Entwicklung Erneuerbarer Energien.

- **Konservatives Szenario (Szenario A):**

Das Szenario A berücksichtigt alle derzeitigen Kraftwerksprojekte, deren Bau sicher ist, und voraussichtliche Stilllegungen von Kraftwerken. Es zeigt damit den zusätzlichen Investitionsbedarf in der Betrachtungsperiode unter Beibehaltung des derzeitigen Versorgungssicherheitsniveaus an.

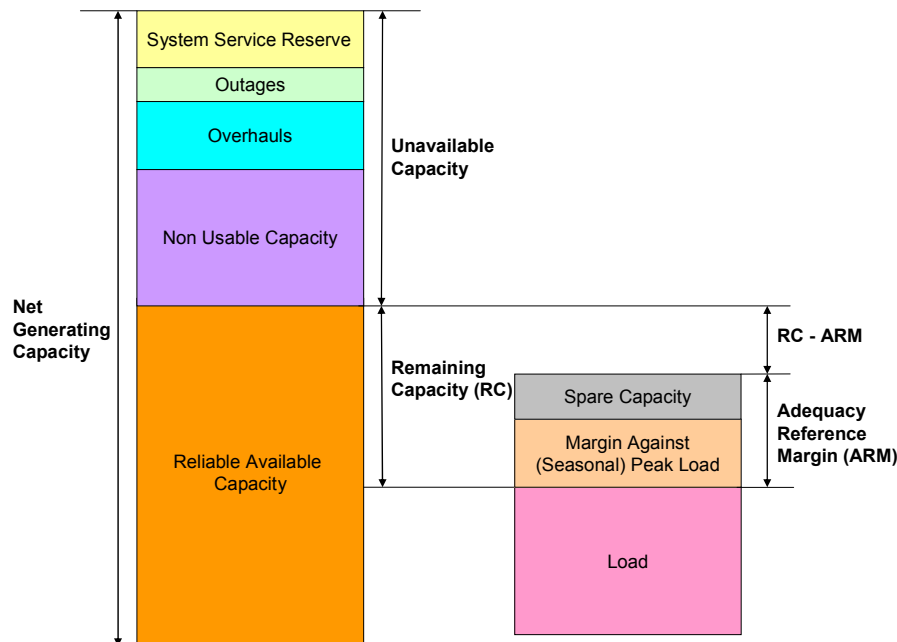
- **Bestes Schätzwert-Szenario (Szenario B):**

Neben den Kraftwerken aus Szenario A werden alle weiteren Kraftwerksprojekte berücksichtigt, deren Errichtung wahrscheinlich ist. Damit gibt das Szenario B eine Einschätzung über die künftige Entwicklung des Kraftwerksparks.

Für die drei Szenarien erfolgt zu zwei definierten Zeitpunkten ein Vergleich zwischen gesicherter Leistung (Reliable Available Capacity) und Last (Load). Die benannten Zeitpunkte sind der dritte Mittwoch im Januar um 19:00 Uhr als Referenzzeitpunkt für das Winterhalbjahr und der dritte Mittwoch im Juli um 11:00 Uhr als Referenzzeitpunkt für das Sommerhalbjahr. Diese beiden Referenzzeitpunkte sind charakteristisch genug für die beiden Halbjahre, um die Datensammlung und -auswertung auf diese beiden Zeitpunkte zu beschränken.

Die gesicherte Leistung errechnet sich entsprechend der folgenden Abbildung aus der gesamten inländischen Netto-Kraftwerksleistung (Net Generating Capacity) abzüglich der nicht verfügbaren Leistung (Unavailable Capacity).

Abbildung 9: Methodik zur Ermittlung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit nach ENTSO-E.



Die nicht verfügbare Leistung ist die Summe aus:

- Reserve für Systemdienstleistungen (System Services Reserve)
- Ausfällen (Outages)
- Revisionen (Overhauls)
- Nicht einsetzbarer Leistung (Non usable capacity), resultierend aus der Variabilität der Primärenergieträger Wind, Sonne, Wasser und Biomasse sowie langzeitigen Konservierungen von Anlagen

Durch den Vergleich der gesicherten Leistung mit der Last errechnet sich die verbleibende Leistung (Remaining Capacity).

Die verbleibende Leistung (Remaining Capacity, RC) zu den beiden Referenzzeitpunkten wird anschließend verglichen mit einer Referenzmarge (Adequacy Reference Margin, ARM). Diese Referenzmarge sollte jederzeit verfügbar sein, um die Versorgungssicherheit des gesamten Zeitraumes zu gewährleisten, für die die beiden Referenzpunkte jeweils stehen (Sommer- bzw. Winterhalbjahr). Die Referenzmarge wird aus der Summe der Marge gegenüber der saisonalen Spitzenlast (Margin Against (Seasonal) Peak Load) sowie der Reservekapazität (Spare Capacity) ermittelt.

Gemäß der Bundesnetzagentur vorliegenden ergänzenden Ausführungen von Amprion dienen die Kenngrößen RC und ARM der Bewertung der Versorgungssicherheit eines Landes bei verschiedenen Szenarien der Erzeugungs- und Lastentwicklung. Mit diesen Kenngrößen lässt sich das Niveau der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit abschätzen, aber nicht mit absoluter Sicherheit bestimmen. Bei den dieser Prognose zugrunde gelegten Kennzahlen handelt es sich zum Teil um Schätzwerte auf Basis der Erfahrung der Übertragungsnetzbetreiber oder Angaben Dritter (z.B. BDEW).“

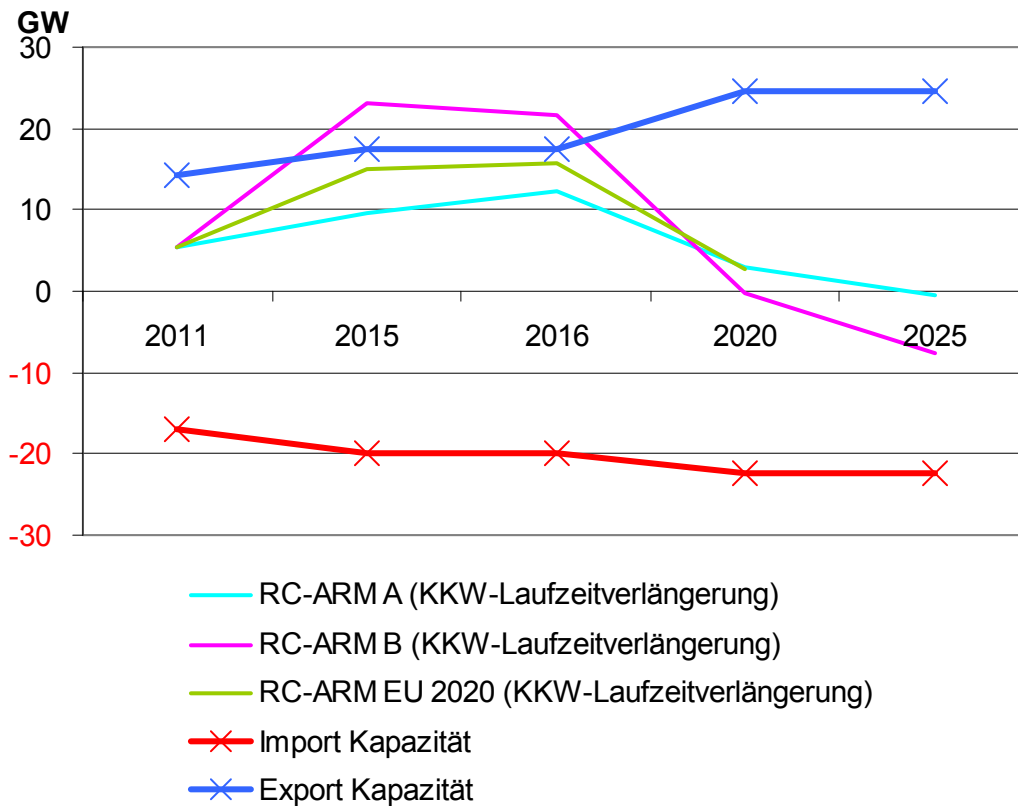
Laut Amprion „bedeutet der positive Wert der Differenz RC-ARM ($RC-ARM \geq 0$), dass ein Land hinreichend erzeugungsseitige Leistung hat, um die Versorgungssicherheit autark ohne Inanspruchnahme der Erzeugungskapazität der angrenzenden Länder sicherzustellen. Dabei werden Annahmen zur Nichtverfügbarkeit der Erzeugungskapazitäten und eine Lastvariation berücksichtigt, die aus der langjährigen Systembeobachtung resultieren. Bei einem positiven Wert der Differenz RC-ARM ($RC-ARM \geq 0$) kann grundsätzlich von einem ausreichenden erzeugungsseitigen Versorgungssicherheitsniveau eines Landes ausgegangen werden.“

Entwicklung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit in Deutschland - Situation nach Beschluss zur Laufzeitverlängerung und vor dem Moratorium

Die Analysen von ENTSO-E wurden für die Jahre 2011, 2015, 2016, 2020 und 2025 vorgenommen. Die von ENTSO-E veröffentlichten Auswertungen im SO&AF 2011-2025 gehen dabei von einer Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke aus.

Wie aus der folgenden Abbildung mit der Differenz (RC-ARM) zwischen der verbleibenden Leistung (RC) und der Referenzmarge (ARM) zum Referenzzeitpunkt „Dritter Mittwoch im Januar um 19:00 Uhr“ für das Winterhalbjahr ersichtlich ist, steigt bei allen drei Szenarien (A, B, EU 2020) bis 2015/2016 das erzeugungsseitige Versorgungssicherheitsniveau in Deutschland an. So liegt der Wert für die Differenz zwischen verbleibender Leistung (RC) und Referenzmarge (ARM) im Jahr 2011 in allen drei Szenarien bei 5,5 GW und im Jahr 2016 zwischen 12,3 GW (A) und 21,7 GW (B). In den Folgejahren sinkt das Versorgungssicherheitsniveau. Spätestens ab 2020 ist gegenüber den derzeitigen Annahmen der Szenarien über die Entwicklung von Erzeugung (und Last) ein Zubau zusätzlicher Kraftwerkskapazitäten erforderlich, um das heutige erzeugungsseitige Niveau der Versorgungssicherheit zu halten.

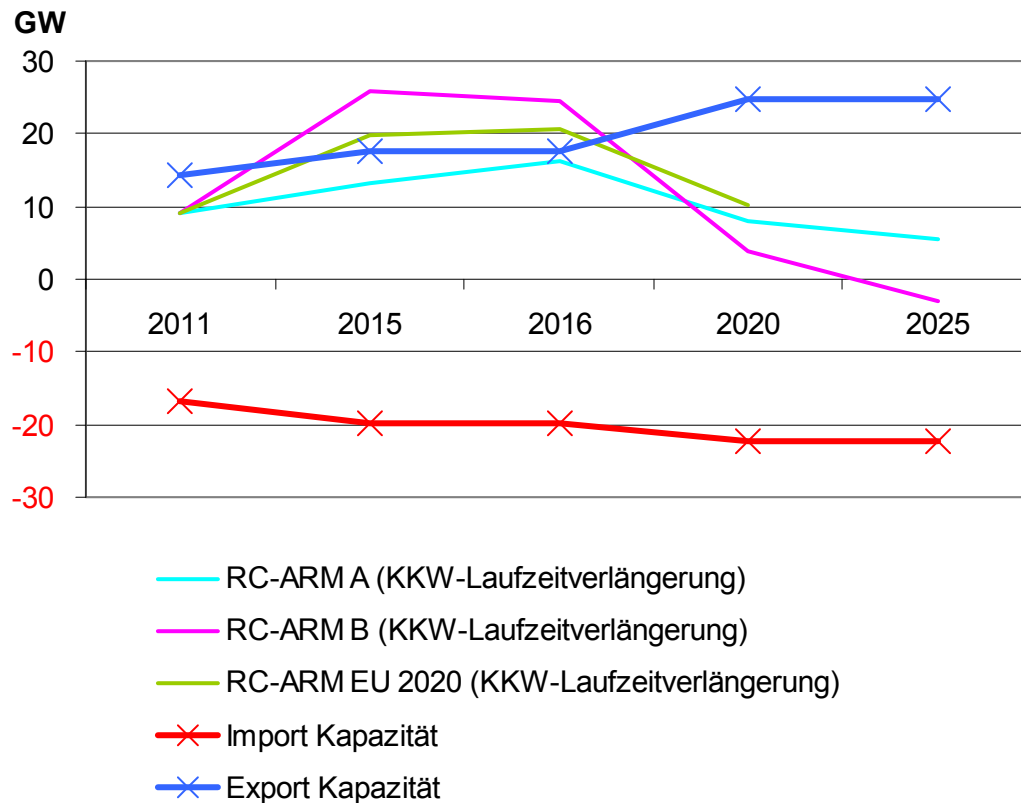
Abbildung 10: Differenzen zwischen „RC“ und „ARM“ für Deutschland in den drei ENTSO-E Szenarien (A, B, EU 2020) mit Laufzeitverlängerung Kernkraftwerke (Referenzzeitpunkt „Dritter Mittwoch im Januar um 19:00 Uhr“).



Die Differenz zwischen verbleibender Leistung und Referenzmarge liegt (mit Ausnahme des Szenarios B für die Jahre 2015 und 2016) unterhalb der Exportkapazität so dass die entsprechenden frei verfügbaren Erzeugungsmengen exportiert werden können.

Die nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklungen auf Basis des Referenzzeitpunktes „Dritter Mittwoch im Juli um 11:00 Uhr“ für das Sommerhalbjahr. Die Werte für die Differenz RC-ARM liegen dabei für das Sommerhalbjahr immer oberhalb der Werte für das Winterhalbjahr. So liegt der Wert für die Differenz zwischen verbleibender Leistung (RC) und Referenzmarge (ARM) im Jahr 2011 in allen drei Szenarien bei 9 GW und im Jahr 2016 zwischen 16,2 GW (A) und 24,4 GW (B).

Abbildung 11: Differenzen zwischen „RC“ und „ARM“ für Deutschland in den drei ENTSO-E Szenarien (A, B, EU 2020) mit Laufzeitverlängerung Kernkraftwerke (Referenzzeitpunkt „Dritter Mittwoch im Juli um 11:00 Uhr“).



Entwicklung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit in Deutschland - Situation vor dem Hintergrund des Moratoriums

Vor dem Hintergrund des Moratoriums zur Nutzung der Kernkraftwerke erfordert laut Amprion „die Einschätzung der Entwicklung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit für die nächsten Jahre die Neubewertung energiewirtschaftlicher Szenarien. Dies erfolgt zurzeit unter Annahme verschiedener Szenarien unter anderem zur weiteren Nutzung der Kernenergie in Deutschland im Rahmen der Netzplattform des BMWi in der AG Szenarien.“

Basierend auf der Annahme einer dauerhaften Stilllegung der acht Kernkraftwerke gemäß dem Moratorium mit einer Gesamtleistung von 8,4 GW sind laut Amprion Aussagen zur Entwicklung von RC-ARM aufgrund der derzeitig laufenden Analysen nur für das Sommerhalbjahr 2011 und das Winterhalbjahr 2011/12 möglich. Eine erste vorläufige Neubewertung der Kenngröße RC-ARM für den Referenzzeitpunkt „Dritter Mitt-

woch im Juli um 11:00 Uhr“ durch Amprion ergibt für das Sommerhalbjahr 2011 einen noch positiven Wert von plus 0,4 GW (vor Moratorium mit Laufzeitverlängerung 9,0 GW). Für den Referenzzeitpunkt „Dritter Mittwoch im Dezember um 19:00 Uhr“⁹ ermittelt Amprion einen noch positiven Wert von plus 1,4 GW (vor Moratorium mit Laufzeitverlängerung 5,5 GW). Es ergibt sich somit eine Reduzierung des Niveaus der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit in Deutschland. Jedoch ist sowohl im Sommerhalbjahr 2011 als auch im Winterhalbjahr 2011/2012 noch ein leicht ausreichendes erzeugungsseitiges Versorgungssicherheitsniveau in Deutschland gewährleistet.

Die nicht gesichert einsetzbare Leistung („Non-usable capacity“), die aus der Variabilität der Primärenergieträger Wind, Sonne, Wasser und Biomasse sowie langzeitigen Konservierungen von Anlagen resultiert, wird laut Amprion für 2011 wie folgt angegeben:

Tabelle 5: Nicht gesicherte einsetzbare Leistung nach Energieträgern in 2011.

Energieträger	Faktor der Nicht-Verfügbarkeit	Installierte Leistung in MW	Nicht gesichert einsetzbare Leistung in MW
Solar	90%	19.900	17.910
Biomasse	50%	4.100	2.050
Wind onshore	94%	29.600	27.824
Wind offshore	94%	400	376
Laufwasser	75%	3.000	2.250
Anlagen in Kaltreserve	100%	1.300	1.300
Summe		58.300	51.710

Demnach tragen die Energieträger Solar, Biomasse, Wind und Laufwasser gemeinsam voraussichtlich nur rund 6,6 GW zur gesicherten Leistung in 2011 bei. Der absolute und individuelle Beitrag der einzelnen Quellen kann der Tabelle 5 entnommen werden.

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber rechnen derzeit (Stand 06.04.2011) mit der kommerziellen Inbetriebnahme bzw. endgültigen Stilllegung von folgenden Kraftwerken in den Jahren 2011 und 2012, die an die Netze der Übertragungsnetzbetreiber angeschlossen sind:

⁹ Abweichend zur ENTSO-E Systematik („Dritter Mittwoch im Januar um 19:00 Uhr“) wurde die Betrachtung durch Amprion zum Referenzzeitpunkt „Dritter Mittwoch im Dezember um 19:00 Uhr“ auf Grund der konsistenteren Datenbasis zur Revision vorgenommen.

Tabelle 6: Erwartete kommerzielle Inbetriebnahmen und endgültige Stilllegungen von Kraftwerken an den Netzen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in den Jahren 2011 und 2012 (Stand 06.04.2011).

Kraftwerk	Zubau Leistung in MW	Rückbau Leistung in MW	ÜNB	Zeitpunkt	Energie-träger	Kommentar
Neurath F	1.050		Amprion	2011/2012	Braunkohle	
Neurath G	1.050		Amprion	2011/2012	Braunkohle	
Walsum 10	750		Amprion	2011/2012	Steinkohle	
Westfalen D	750		Amprion	2011/2012	Steinkohle	
Westfalen E	750		Amprion	2011/2012	Steinkohle	
Lünen (TKL)	800		Amprion	2011/2012	Steinkohle	
Frimmersdorf E		-150	Amprion	2011/2012	Braunkohle	
Frimmersdorf F		-150	Amprion	2011/2012	Braunkohle	
Frimmersdorf I		-150	Amprion	2011/2012	Braunkohle	
Frimmersdorf K		-150	Amprion	2011/2012	Braunkohle	
Frimmersdorf L		-150	Amprion	2011/2012	Braunkohle	
Frimmersdorf M		-150	Amprion	2011/2012	Braunkohle	
Frimmersdorf N		-150	Amprion	2011/2012	Braunkohle	
Frimmersdorf O		-150	Amprion	2011/2012	Braunkohle	
Wilhelmshaven	750		TenneT-D	2012	Steinkohle	
Pleinting		-694	TenneT-D	2011	Öl	von Kaltreserve zu Stilllegung
Staudinger 3		-293	TenneT-D	2012	Steinkohle	

Moorburg	1.520		50Hz	4. Quartal 2012	Steinkohle	Leistungsdaten gemäß Monitoring 2010
Boxberg Block R	640		50Hz	2. Quartal 2011	Braunkohle	Leistungsdaten gemäß Monitoring 2010
Summe	8.060	-2.187				

Hieraus ergibt sich ein Zuwachs an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung um rund 6,6 GW (8,1-2,2+0,7 GW) in den Jahren 2011 und 2012, der sich positiv auf die Entwicklung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit auswirkt. (Anmerkung zur Berechnung: Das Kraftwerk Pleinting mit 0,7 GW wird aus der Kaltreserve stillgelegt, welches derzeit keinen Beitrag zur gesicherten Leistung aufweist.)

6.2 Möglicher Beitrag von Importen zur Lastabdeckung in Deutschland

In Summe liegt die verfügbare Kapazität, die über Grenzkuppelstellen aus den angrenzenden Ländern von Deutschland importiert werden kann, bei maximal ca. 17 GW (Net Transfer Capacity, NTC.)¹⁰ Dieser Wert wird in der Praxis jedoch nicht erreicht, da die hier vorgenommene vereinfachende Kumulierung der jeweiligen Kapazitäten an den jeweiligen Grenzen in der Weise nicht zulässig ist. Vielmehr dürfte auf Grund von Gleichzeitigkeitseffekten ein etwas geringerer Gesamtwert resultieren. Neben den verfügbaren Kapazitäten der Grenzkuppelstellen, sind Überschüsse an gesicherter Leistung auch in kritischen Last-/Erzeugungssituationen in den Nachbarländern erforderlich, um einen Export freier Kapazitäten nach Deutschland zu ermöglichen. Aus diesem Grund sind neben den verfügbaren Kapazitäten der Grenzkuppelstellen auch ausreichend positive Werte für RC-ARM in den Nachbarländern Deutschlands gemäß der Analysen von ENTSO-E erforderlich.

Gemäß des veröffentlichten SO&AF 2011-2025 von ENTSO-E werden in den Nachbarländern Deutschlands für den Referenzzeitpunkt „Dritter Mittwoch im Juli um 11:00 Uhr“ für 2011 folgende Werte für RC-ARM ausgewiesen:

¹⁰ Quelle: ENTSOE-Übersicht (https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/ntc/archive/NTC-Values-Winter-2010-2011.pdf).

- Dänemark: minus 0,2 GW
- Polen: minus 1,9 GW
- Tschechien: plus 2,4 GW
- Schweiz: plus 4,0 GW
- Österreich: plus 6,8 GW
- Frankreich: plus 13,1 GW
- Belgien: plus 1,1 GW
- Niederlande: plus 7,1 GW

In Frankreich, den Niederlanden und Österreich sind demnach deutlich positive RC-ARM Werte zwischen 6,8 GW und 13,1 GW mit insgesamt 27 GW vorhanden. In einem zweiten Schritt ist zu prüfen, wie hoch die verfügbaren Übertragungskapazitäten an diesen Grenzkuppelstellen sind. Für den Sommer 2011 liegen hierzu noch keine Werte vor. Aus diesem Grund werden hilfsweise die Net Transfer Capacity (NTC)-Werte von ENTSO-E für den Sommer 2010 verwendet. Demnach bestehen für Deutschland folgende NTC-Werte für den Import aus diesen drei Ländern:

- Frankreich: 2,6 GW
- Niederlande: 3,9 GW
- Österreich: 1,6 GW

Der Summenwert für die NTC-Import-Werte liegt demnach für den Sommer 2010 bei 8,1 GW. Da der RC-ARM Wert mit insgesamt 27 GW deutlich oberhalb von 8,1 GW liegt, erscheint ein Import in einer Größenordnung von mehreren GW unter Beachtung etwaiger Sicherheitsreserven im Sommerhalbjahr 2011 möglich.

Für den Referenzzeitpunkt „Dritter Mittwoch im Januar um 19:00 Uhr“ werden in den Nachbarländern Deutschlands für 2011 folgende Werte für RC-ARM ausgewiesen:

- Dänemark: minus 0,2 GW
- Polen: minus 0,6 GW

- Tschechien: plus 0,7 GW
- Schweiz: plus 0,4 GW
- Österreich: plus 7 GW
- Frankreich: plus 9,2 GW
- Belgien: minus 0,3 GW
- Niederlande: plus 5,7 GW

In Frankreich, Österreich, und den Niederlanden sind demnach deutlich positive RC-ARM Werte zwischen 5,7 GW und 9,2 GW mit insgesamt 21,9 GW vorhanden. Für den kommenden Winter 2011/12 liegen noch keine Werte vor. Aus diesem Grund werden hilfsweise die Net Transfer Capacity (NTC)-Werte von ENTSO-E für das Winterhalbjahr 2010/11 verwendet. Demnach bestehen für Deutschland folgende NTC-Werte für den Import aus den nachstehenden Ländern:

- Österreich: 2,0 GW
- Niederlande: 3,0 GW
- Frankreich: 2,7 GW

Der Summenwert für die NTC-Import-Werte liegt demnach für das Winterhalbjahr 2010/11 bei 7,7 GW. Da der RC-ARM Wert mit 21,9 GW ebenfalls deutlich oberhalb von 7,7 GW liegt, erscheint ein Import in einer Größenordnung von mehreren GW unter Beachtung etwaiger Sicherheitsreserven auch im Winterhalbjahr 2011/12 möglich.

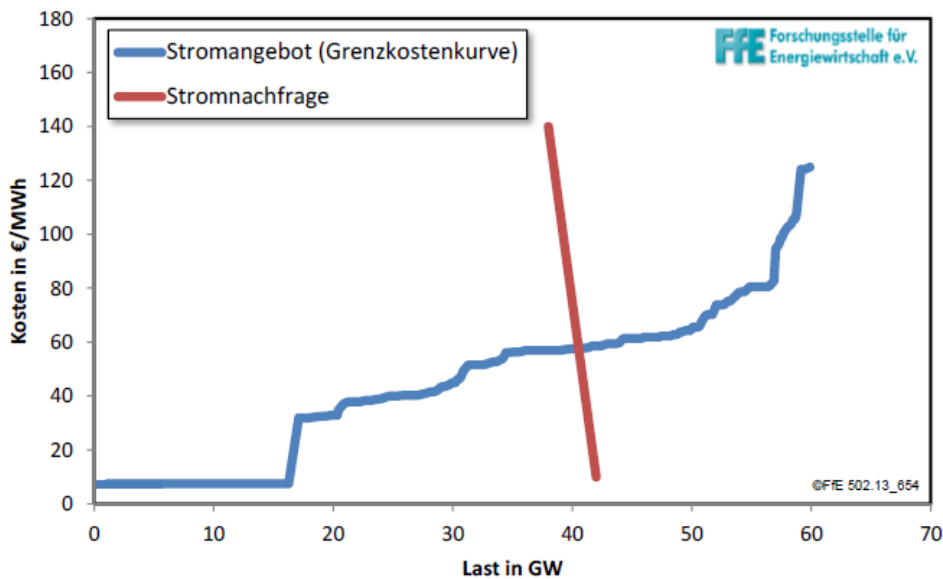
Weitere grenzüberschreitende Netzausbauprojekte würden zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit in Deutschland führen. Insbesondere Verbindungen nach Norwegen mit einem großen Reservoir an Speicherkapazitäten könnten vor dem Hintergrund der steigenden volatilen Erzeugung aus PV- und Windkraftanlagen einen wichtigen Beitrag liefern.

7. Auswirkungen auf die Strompreise

Unter idealtypischen Bedingungen bildet sich der Preis am Strommarkt gemäß der sog. Merit-Order. Kraftwerke werden entsprechend der Rangfolge ihrer kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung eingesetzt. Auf Kraftwerke mit niedrigen kurzfristigen Grenzkosten wie Braunkohle- oder Kernkraftwerke folgen steinkohlen- und schließlich erdgasgefeuerte Kraftwerkskapazitäten. Der Strompreis entspricht den kurzfristigen Grenzkosten des letzten noch zur Nachfragedeckung benötigten Kraftwerks („Grenzkraftwerk“). Auch erneuerbare Energieerzeugungskapazitäten lassen sich in dieses Schema einpassen. So wären beispielsweise Wind- und Photovoltaikanlagen angesichts geringer „kurzfristiger“ Grenzkosten gemäß der Rangfolge der Merit-Order stets bevorzugt in die Erzeugung einzubringen. Weiterhin sind bei der Kraftwerkseinsatzplanung gemäß Merit-Order auch die Großhandelspreise für Stromimporte aus dem Ausland relevant. Diese können die Erzeugung aus nationalen Kraftwerkskapazitäten substituieren, sofern der Stromimportpreis aus dem Ausland unterhalb der Erzeugungskosten des nationalen „Grenzkraftwerks“ gemäß Merit-Order liegt und ausreichend Transportkapazitäten an den Grenzkuppelstellen vorliegen. Sofern also im Ausland ausreichende Kraftwerksreservekapazitäten mit vergleichsweise günstiger Erzeugungsstruktur und ausreichende Transportkapazitäten vorhanden sind, werden gegebenenfalls teure Reservekapazitäten aus dem deutschen Kraftwerkspark eher nicht zum Einsatz kommen. Der Import dämpft den Preisanstieg in Deutschland bzw. kann diesen vollständig abfedern.

Die Preisbildung gemäß merit-order wird auch an folgender Abbildung verdeutlicht:

Abbildung 12: Strompreisbildung gemäß Merit-Order.¹¹



Die Auswirkung des Wegfalls der Kapazitäten aus den Kernkraftwerken lässt sich unter den idealisierten Rahmenbedingungen des merit-order Modells wie folgt abschätzen: Entfallen bei annahmegemäß konstanter Stromnachfrage günstige Kapazitäten aus dem Stromangebot (d.h. im linken Bereich der blauen Kurve), verknappt sich das Kapazitätsangebot und es kommen vermehrt auch vergleichsweise teure Kraftwerke zum Einsatz. Der Marktpreis, d.h. der Schnittpunkt aus Angebots- und Nachfragekurve, liegt höher als in der Ausgangssituation. Die Aussage gilt dabei zunächst allerdings nur bei einer kurzfristig-statischer Betrachtung, denn bei längerfristig höheren Strompreisen werden Kraftwerksreserven aus der Kaltreserve wieder angefahren bzw. vermehrt neue Kapazitäten mit günstigeren Gestehungskosten errichtet werden, was wiederum zur Senkung des Strompreises führen wird. Kompensierend wirken, wie bereits ausgeführt, auch Stromimporte aus dem Ausland.

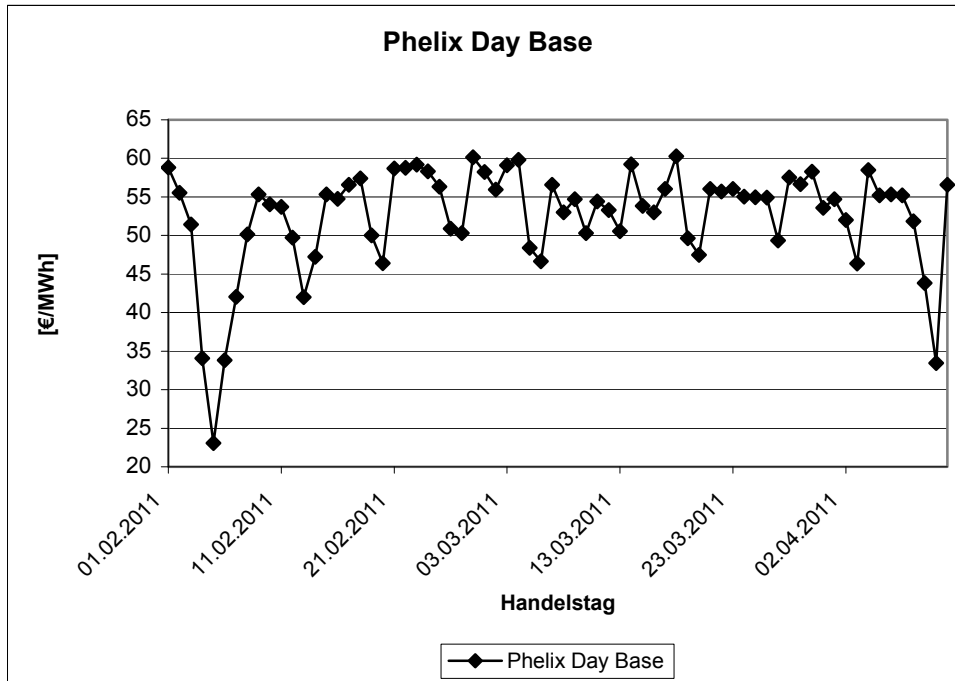
Bezüglich der Auswirkungen des Moratoriums und der damit verbundenen Reduktion von Kernkraftwerkskapazitäten auf den Großhandelsstrompreis lässt sich folglich bei kurzfristiger Betrachtung ein tendenziell preissteigernder Effekt vermuten. Ob und in welchem Umfang der Marktpreis aber tatsächlich steigt, wird durch die Struktur bzw.

¹¹ Vgl. Forschungsstelle für Energiewirtschaft: „Merit Order des Kraftwerksparks“, http://www.ffe.de/download/wissen/20100607_Merit_Order.pdf, Juni 2010.

den Verlauf der „merit-order“, d.h. die technisch-wirtschaftliche Spezifikation der Reservekraftwerke, sowie die Bezugsmöglichkeiten für Importe bestimmt.

Auswirkungen auf den „kurzfristigen“ Strompreis im Spot-Handel

Abbildung 13: Notierung Phelix Day Base an der EEX, 01.02. – 11.04.11.



eigene Darstellung

Im Spot Handel des Phelix Day Base an der EEX lässt sich im Betrachtungszeitraum 01.02.2011 bis 11.04.2011 keine offensichtliche nachhaltige Reaktion auf die Ankündigung des Moratoriums Mitte März erkennen. Die Kurse entwickeln sich vorher und nachher uneinheitlich überwiegend in einer Bandbreite zwischen etwa 45 und 60 € je MWh. Der Kurs des Phelix Day Base erscheint vom Moratorium unbeeinflusst.

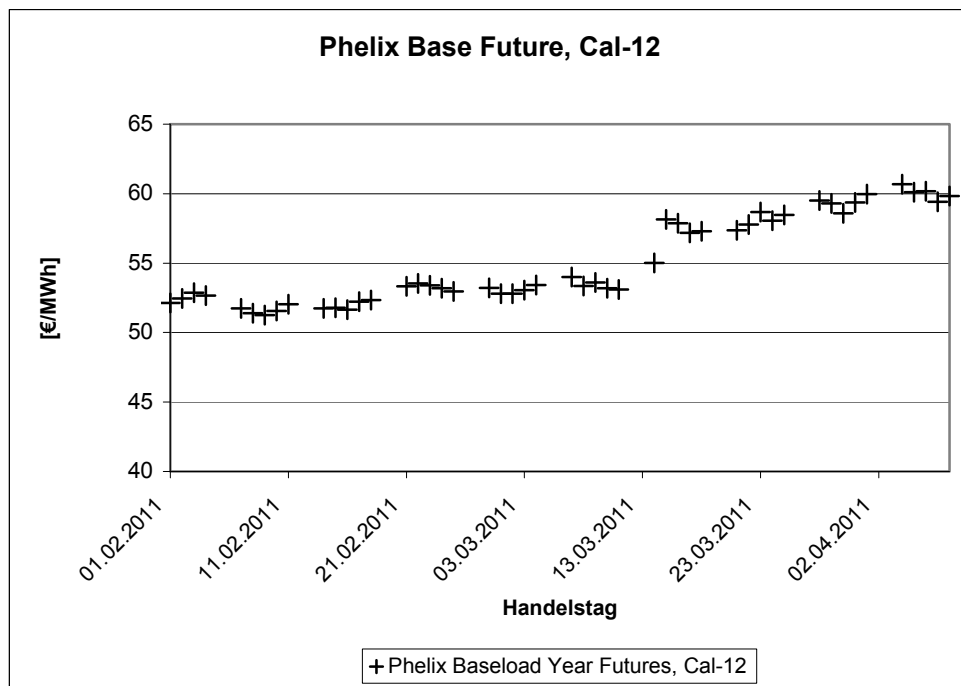
Auswirkungen auf den „langfristigen“ Strompreis im Termin-Handel

Im Gegensatz zum Spot Handel lässt sich beim Phelix Base Future für das Jahr 2012 ein deutlicher Sprung in der Notierung erkennen, der zeitlich mit der Ankündigung des Moratoriums zusammenfällt. Der Kurs ist hier von etwas über 53,00 € je MWh in der

Woche vom 07. bis 11.03.2011 auf etwa 60,00 € je MWh im Zeitraum vom 28.03. bis 08.04.2011¹² geklettert.

Eine ähnliche Entwicklung ist für die Phelix Base Futures der Quartale 3 und 4 des Jahres 2011 sowie 1 bis 4 des Jahres 2012 zu verzeichnen. Hier verzeichnen alle genannten Produkte im Zeitraum 28.03. bis 08.04.2011 gegenüber dem 11.03.2011 eine Preissteigerung um etwa 10 bis hin zu 15%.

Abbildung 14: Notierung Phelix Base Future, Lieferjahr 2012 an der EEX, 01.02. – 08.04.11.



eigene Darstellung

Auswirkungen auf den Haushaltskundenpreis

Die Auswirkungen eines Anstiegs der Großhandelspreise auf die Haushaltskundenpreise sind als vergleichsweise gering einzuschätzen. Dies ist durch verschiedene Faktoren bedingt:

- Die Bezugskosten für Strom und Vertrieb machen am Gesamtstrompreis für Haushaltskunden einen Anteil von ca. 35% aus. Die verbleibenden Anteile verteilen sich auf Steuern, das Netznutzungsentgelt,

¹² Zum Zeitpunkt der Berichterstellung letzter verfügbare Notierung.

EEG-Umlage, Konzessionsabgabe, Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb sowie die Umlage nach dem KWKG. Ein Anstieg des Großhandelspreises würde sich insofern nur stark unterproportional in einem Anstieg des Haushaltskundenpreises niederschlagen.

- Stromversorger beschaffen ihren Strombedarf in der Regel rollierend über Terminkontrakte verschiedener Laufzeiten. So wird der Haushaltsstrompreis des Jahres 2011 wesentlich über die Terminnotierungen für Lieferungen in 2011 aus den Jahren 2008, 2009 und 2010 bestimmt. Preisspitzen für Lieferungen in einzelnen Jahren finden allein wegen der so angelegten Durchmischung keinen vollen Durchschlag auf den Haushaltskundenpreis. Ein dauerhafter Anstieg ist nur zu erwarten, wenn die Terminnotierungen für die Folgejahre nachhaltig auf einem höheren Niveau verbleiben. Dies bleibt zu beobachten.